



Análisis y comparación de las normativas técnicas que aplican a los proyectos de generación de energía eléctrica por fuentes renovables de energía



Mercados Eléctricos de:
Guatemala, Honduras,
El Salvador, Nicaragua,
Costa Rica y Panamá

Análisis y comparación de las normativas técnicas que aplican a los proyectos de generación de energía eléctrica por fuentes renovables de energía



Esta guía ha sido elaborada por la empresa **Geo Ingeniería Ingenieros Consultores S.A.**

Análisis y comparación de las normativas técnicas que aplican a los proyectos de generación de energía eléctrica por fuentes renovables de energía

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

**Mercados Eléctricos de:
Guatemala, Honduras,
El Salvador, Nicaragua,
Costa Rica y Panamá**

Tabla de contenidos

Tabla de Contenidos	i
Listado de siglas	iii
1. Resumen ejecutivo.....	6
2. Introducción	9
2.1 Antecedentes del estudio.....	10
2.2 Objetivos.....	11
2.3 Aspectos Generales de los países bajo análisis.....	11
2.3.1 Guatemala	12
2.3.2 El Salvador.....	14
2.3.3 Honduras.....	16
2.3.4 Nicaragua	18
2.3.5 Costa Rica.....	20
2.3.6 Panamá.....	22
2.3.7 Infraestructura básica de Centroamérica	24
2.4 Situación actual del sector energético en los países bajo análisis	25
2.4.1 Guatemala	25
2.4.2 El Salvador.....	27
2.4.3 Honduras.....	29
2.4.4 Nicaragua	31
2.4.5 Costa Rica.....	33
2.4.6 Panamá.....	36
3. Panorama General.....	38
3.1 Legislación en cada país y marcos regulatorios	39
3.1.1 Guatemala	39
3.1.2 El Salvador.....	39
3.1.3 Honduras.....	40
3.1.4 Nicaragua	41
3.1.5 Costa Rica.....	41
3.1.6 Panamá.....	42
3.2 Incentivos para proyectos de energía renovable	43
3.3 Mercado Eléctrico Regional (MER).....	45
4. Definición de los aspectos técnicos por país	52
4.1 Pequeñas centrales de generación	53
4.2 Oferta firme y potencia de centrales hidroeléctricas, geotérmicas, eólicas y solares	53
4.3 Energía contratable.....	56
4.4 Modelos de contratación y licitaciones de potencia y energía	56

4.5 Programación y despacho	61
4.6 Valorización de las condiciones de vertimiento	62
4.7 Regulación de frecuencia y reservas operativas	63
4.8 Transacciones de desvíos de potencia	65
4.9 Condiciones para la exportación e importación de energía.....	66
4.10 Requerimientos de conexión exigidos a las pequeñas centrales de generación	70
4.11 Características y limitantes de la generación distribuida	75
4.12 Operación y administración de centrales hidroeléctricas en cascada.....	77
5. Análisis y comparación de las Normativas técnicas locales y regionales de proyectos de energía renovable.....	79
6. Barreras identificadas para el desarrollo de proyectos de energía renovables y mecanismos para mitigarlas	85
6.1 Barreras identificadas para el desarrollo de proyectos de energía renovable, según categoría (mayor o menor a 10 MW) y tipo de recurso renovable	86
6.1.1 Generales	86
6.1.2 Hidroeléctrica	90
6.1.3 Geotérmica	93
6.1.4 Eólica.....	93
6.2 Análisis FODA de las diferentes tecnologías de Generación de Electricidad por fuentes renovables.....	95
6.3 Mecanismos para mitigar las barreras que no permiten la ejecución de proyectos de generación de fuentes renovables.....	101
6.3.1 Generales	101
6.3.2 Hidroeléctrica	105
6.3.3 Geotérmica	107
6.3.4 Eólica.....	108
6.3.5 Solar	109
6.3.6 Experiencias Internacionales	109
7. Conclusiones y recomendaciones.....	115
8. Referencias bibliográficas.....	118

Listado de siglas

AMM – Administrador del Mercado Mayorista

ARECA – Acelerando las Inversiones en Energía Renovable en Centroamérica y Panamá (por sus siglas en inglés)

ARESEP – Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos

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

CAG – Control Automático de Generación

CCI – Capacidad de Creación de Infraestructura

CENCE – Centro Nacional de Control de Energía

CND – Centro Nacional de Despacho

CNDC – Centro Nacional de Despacho de Carga

CEL – Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa

CEPAL – Comisión Económica para América Latina

CER – Certificado de Reducción de Emisiones

CNE – Consejo Nacional de Energía (El Salvador)

CNE – Comisión Nacional de Energía (Honduras)

CNEE – Comisión Nacional de Energía Eléctrica

CRIE – Comisión Regional de Interconexión Eléctrica

EIA – Evaluación de Impacto Ambiental

ENATREL – Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica

ENEE – Empresa Nacional de Energía Eléctrica

EOR – Ente Operador Regional

EPR – Empresa Propietaria de la Red

EsIA – Estudio de Impacto Ambiental

ERNC – Energías Renovables No Convencionales

ESPH – Empresa de Servicios Públicos de Heredia

ETESA – Empresa de Transmisión Eléctrica S.A.

ETESAL – Empresa Transmisora de El Salvador, S.A. de C.V.

FIT – Feed-In Tariff

GWh – Gigavatios hora

ICE – Instituto Costarricense de Electricidad

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

MW – Megavatio

MWh – Megavatio-hora

PEG – Programa de Expansión de la Generación

PNDU – Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo

PPA – Power Purchase Agreement = Contrato de compra y venta de energía

ROBCP – Reglamento de Operación Basado en Costos de Producción

SERNA – Secretaría de Recursos Naturales y del Medio Ambiente

SER – Sistema Eléctrico Regional

SETENA – Secretaría Técnica Nacional del Ambiente

SIEPAC – Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central

SIGET – Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones

SIN – Sistema Interconectado Nacional

SNE – Secretaría Nacional de Energía

UT – Unidad de Transacciones, S.A. de C.V.

WCD – World Commission on Dams = Comisión Mundial de Represas



SECCIÓN 1
Resumen ejecutivo

El estudio “Análisis y Comparación de las Normativas Técnicas que aplican a los Proyectos de Generación de Energía Eléctrica por Fuentes Renovables de Energía” se desarrolla ante la necesidad identificada por el proyecto “**Acelerando las Inversiones en Energía Renovable en Centroamérica y Panamá**” (ARECA), de crear una referencia para inversionistas en proyectos de energía renovable, que requieren comprender cada una de las normativas técnicas de los mercados eléctricos de los países de Centroamérica y Panamá. Esto con el fin de vislumbrar los escenarios más adecuados y las mejoras que se deben realizar para fomentar las inversiones en la región.

El presente estudio incorpora secciones y sub-secciones, donde se desarrollan los principales temas planteados, es así como en la sub-sección N° 2.3 se expone que Centroamérica se caracteriza por tener un vasto potencial hidroeléctrico, sobre todo, Costa Rica y Honduras. En relación a la geotermia, se destacan Nicaragua y Guatemala, y por último, en cuanto a la energía eólica, Nicaragua y Costa Rica. Sin embargo, el significativo potencial en el istmo no ha sido aprovechado y existen todavía considerables necesidades en cuanto a electrificación rural (a excepción de Costa Rica que lidera en este índice). Por otra parte, los índices de consumo eléctrico per cápita en general son muy bajos en comparación al de países desarrollados; solo Costa Rica y Panamá se acercan a estos índices. Asimismo, son estos países los que brindan ambientes favorables para la inversión extranjera directa, dado que presentan industrias de alta tecnología, sin dependencia de los flujos de remesas y resultados económicos y sociales de rango intermedios. El Salvador está dando señales muy atractivas para invertir y en el *ranking* de infraestructura básica de Centroamérica se ubica como segundo.

Por otra parte, se muestra en sub-sección N° 2.4, que los mercados eléctricos en la región empezaron a reformarse durante los años noventa, dado que muchos gobiernos no estaban en capacidad de responder a las necesidades energéticas, por lo que decidieron abrir los mercados y privatizar algunas empresas. El Salvador es el país que presenta uno de los mercados más abiertos, seguido de Guatemala, Nicaragua y Panamá. No obstante, Costa Rica y Honduras no realizaron los cambios en su totalidad y aún actúan como empresas integradas verticalmente; en el resto de los países, los modelos de mercado se basan en precios competitivos, y constan de mercados de contratos y de ocasión.

En la sub-sección N° 3.1 del presente documento, se describen los marcos legales de cada uno de los países de la región, en los que se encuentran las principales leyes que definen y rigen el sector energético. Asimismo, en este apartado se establecen los entes rectores y reguladores que aseguran el correcto funcionamiento del mercado. Por otra parte, en todas estas legislaciones se localizan los incentivos que se han establecido para la generación con energía renovable, a excepción de Costa Rica que no tiene una ley específica (sub-sección N° 3.2). El incentivo más común en todos los países es la exoneración de imputaciones tributarias por una cantidad definida de años. Los estímulos creados más atractivos están en Honduras, porque permiten un precio de energía superior de fuentes renovables, y en Panamá por la exoneración del cargo de transmisión y distribución. Ahora bien, en la sub-sección N° 3.3 se define el funcionamiento del Mercado Eléctrico Regional (MER) y la participación de cada país de Centroamérica y Panamá dentro del mismo, así como las acciones generales que están realizando estos países para poder adaptarse a los requerimientos de este mercado.

En la sección N° 4 se presenta una descripción y definición de la normativa técnica de los mercados energéticos de cada país. Su propósito es conocer cada legislación para definir similitudes y diferencias entre las mismas. El análisis y valoración de esta normativa técnica de proyectos de energía renovable, tanto local como regional, se presenta posteriormente en la sección N° 5 del presente documento. Además, se muestra cómo existen contrastes entre las normativas establecidas en cada uno de los países y lo que se presenta en el MER. Asimismo, se expone como se diferencian aún más las normativas de cada país por el tipo de mercado, ya sea integrado vertical u horizontalmente.

Por otro lado, en la sección N° 6 se realiza un análisis de las barreras que afectan el desarrollo de proyectos de energía renovables en la región. Una de las dificultades generales que se encontró es en relación al acceso al financiamiento, lo cual está muy ligado al hecho de que en muchos países los contratos de energía de corto plazo no permiten tener las condiciones financieras para acceder a un préstamo. Adicionalmente, los precios de la energía renovable no se presentan como competitivos, en comparación al de otras tecnologías, debido a los altos costos de inversión. En adición, se efectuó un análisis FODA que permite conocer las ventajas y desventajas de

1 SECCIÓN 1: Resumen ejecutivo

cada una de las tecnologías de fuentes renovables. Posteriormente, en esta misma sección se presentan una serie de propuestas y mecanismos que ayudarán a mitigar las barreras identificadas de acuerdo al entorno y condiciones de cada uno de los países. Todo lo anterior con el objetivo de facilitar y promover el desarrollo de las energías renovables.

Por último, se presenta en el estudio una reseña de medidas y mecanismos que se han incorporado en otros países del mundo, sobre todo en la Comunidad Europea, como el instrumento Feed-In tariffs (FITs) de Alemania y España, el esquema PROINFA de Brasil, los Certificados Verdes de la Unión Europea, así como acciones concretas para mitigar barreras administrativas. Todo lo anterior, con el objetivo de mostrar la experiencia en cuanto a implementación y resultados que podrían considerarse para la región centroamericana, de tal forma que se puedan mitigar las barreras identificadas e incentivar los proyectos de energía renovable.



SECCIÓN 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). Dicho proyecto es efectuado a nivel centroamericano por el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE), con el apoyo del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNDU), y con el financiamiento del Fondo para el Medio Ambiente Mundial (GEF).

ARECA tiene un enfoque regional; su ejecución abarca a los siguientes países: Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá. El Proyecto trabaja en aras de reducir las emisiones de gases que causan el efecto invernadero (GEI), promoviendo el uso de fuentes renovables de energía para la generación de electricidad, y al mismo tiempo el desarrollo sostenible en la región centroamericana. Un eje central de este proyecto es el de lograr atraer inversiones en proyectos de generación eléctrica pequeños y medianos (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, así como la mitigación de algunos de los riesgos de las Instituciones Financieras Intermediarias del BCIE (IFI’s) a través de un mecanismo de garantías parciales de crédito que provee un monto garantizado de hasta un treinta y cinco por ciento (35%) del monto del financiamiento otorgado IFI’s a los proyectos de energía renovables, sin exceder de un millón de dólares (US \$1, 000,000.00) por crédito garantizado, lo que resulte menor. Se espera que a lo largo de este 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.

Bajo este contexto, el Proyecto ARECA ha decidido promover la creación de un análisis comparativo de las normativas técnicas de los mercados eléctricos de los países del área que rigen los proyectos de generación de energía eléctrica por fuentes renovables de energía. Este estudio pretende servir de referencia para emprendedores que deseen desarrollar proyectos de energía renovable en algún país de la región; a su vez, pretende presentar en detalle los elementos necesarios para comprender satisfactoriamente cada una de las normas técnicas de los mercados eléctricos por país, detectando las barreras y mejores esquemas que existen para el desarrollo y aprovechamiento de proyectos generadores de energía renovable.

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 de los países. Principalmente, se utilizaron los datos publicados en el informe “Centroamérica: Estadísticas del subsector eléctrico, 2009” de la CEPAL. También se obtuvo información valiosa de entrevistas que sostuvieron miembros del equipo consultor con representantes de los generadores y de autoridades de gobierno vinculadas con el sector. Cabe destacar también el uso de otros estudios realizados bajo el Proyecto ARECA, principalmente, los “Análisis del Mercado de Energía Renovable de Centroamérica y Panamá” y las “Guías para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable en Centroamérica y Panamá”, ambos disponibles en el sitio web de dicha instancia.

El presente documento está dividido en las siguientes sub-secciones:

Contexto general:

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

El marco regulatorio del sector eléctrico y las energías renovables:

Esta sección describe los aspectos generales del marco regulatorio del sector eléctrico, incluyendo las leyes y normativas que gobiernan a los actores del sector y destacando aquellas relevantes para generadores que pretendan realizar proyectos con energías renovables. Así mismo, se describen los incentivos de cada país en el tema de proyectos de energía renovable y se presenta el panorama general del Mercado Eléctrico Regional (MER) y la participación de cada país dentro del mismo.

Definición de los aspectos técnicos del sector energético por país:

Plantea una descripción de la normativa técnica de los mercados energéticos de cada país, con el objetivo de valorar cada legislación y definir similitudes y diferencias entre las mismas.

Análisis y valoración de las normativas técnicas de proyectos de energía renovable

Presenta en detalle una comparación y valoración de las normativas técnicas de los mercados energéticos de cada país con el fin de comprender satisfactoriamente cada una de estas. Por último se contrastarán estas normativas técnicas de las iniciativas locales con las regionales.

Barreras identificadas para el desarrollo de proyectos de energía renovables y mecanismos para mitigarlas

En esta sección se pretende identificar barreras para el desarrollo de proyectos de energía renovable, según categoría (mayor o menor a 10 MW) y tipo de recurso renovable (hidroeléctricas, geotérmicas, eólicas y solares) para luego presentar los mecanismos que vengan a mitigar estas barreras que no permiten la ejecución de este tipo de proyectos, y proponer entonces los mejores esquemas que existen para el desarrollo y aprovechamiento de proyectos de generadores de energía renovable. Como parte de esta sección, se realizará un análisis FODA de las diferentes tecnologías de generación de electricidad por fuentes renovables.

Las conclusiones y recomendaciones del trabajo se presentan en la sección N° 7 del presente estudio.

2.2 Objetivos

El objetivo principal de este documento es presentar un análisis comparativo de las normativas técnicas de los mercados eléctricos de los países de Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá que rigen a los proyectos de generación de energía eléctrica, por fuentes renovables de energía, resaltando las diferencias, las similitudes, las mejores prácticas y las barreras que resta sortear para contribuir al proceso de integración y desarrollo de políticas que mejoren las condiciones de inversión y aprovechamiento de dichas fuentes de energía renovable.

Para alcanzar este objetivo, el presente estudio pretende:

1. Presentar en detalle los elementos necesarios para comprender satisfactoriamente cada una de las normativas técnicas de los mercados eléctricos por país, detectando las barreras que resta sortear y las mejores

prácticas que actualmente se están implementando para el desarrollo y el aprovechamiento de las fuentes renovables.

2. Organizar los elementos esenciales del mercado, a efectos de permitir una tabulación concisa y clara de las características salientes de cada uno de los países. Esto permitirá identificar rápidamente la situación de cada país y realizar comparaciones entre todos ellos. Así, la consultoría 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.

3. Desarrollar un documento de investigación actualizado que contribuya al proceso de integración y desarrollo de políticas, para mejorar las condiciones de inversión y aprovechamiento de las fuentes de energía renovable.

2.3 Aspectos Generales de los países bajo análisis

El propósito de esta sección es presentar una serie de indicadores generales sobre la geografía, la economía, los principales aspectos sociales y el potencial de recursos renovables, que permitan contextualizar el análisis de la normativa técnica de los países de Centroamérica y Panamá.

2.3.1 Guatemala

Aspectos Generales

Tabla 1 – Información general sobre Guatemala

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




Fuente: ver pie de página¹

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

A pesar de ser la economía más grande de Centroamérica, y de la riqueza natural y de recursos energéticos que encierra su geografía, Guatemala sigue presentando rezagos importantes en cuanto al ingreso promedio de sus habitantes (US\$ 2,871.5 en precios corrientes) y a otros indicadores de desarrollo relevantes. Más de la mitad (54.8%)² de sus 14.37 millones de habitantes (es el país con mayor población del istmo) viven en la pobreza y su incorporación a la vida económica se dificulta, entre otras razones, por el alto componente de población rural. Uno de cada dos guatemaltecos vive en el campo³. El avance económico también se ha visto retrasado por una red vial poco desarrollada. Sin embargo, el país logró alcanzar un ritmo de crecimiento económico importante, superior al 5% anual que sostuvo por varios años (2006–2007), el cual ahora se ve frenado como consecuencia de la actual crisis económica mundial⁴.

Es procedente reseñar, en este contexto, el análisis que ofrece el Informe Estado de la Región en Desarrollo Humano Sostenible 2008, sobre los modelos de

inserción a la economía internacional que coexisten en Centroamérica. Según dicha fuente, Guatemala se aproxima a un modelo caracterizado por: a) una inserción internacional de bajo nivel tecnológico, basada en la agro-exportación y la industria de maquila textil, b) elevada 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 sociales⁵.

Resulta también relevante analizar que, si bien Guatemala ha logrado mejorías importantes en el grado de cobertura eléctrica, en 2009 se logró prestar este importante servicio a un 84% de la población⁶, el consumo eléctrico por habitante sigue siendo de 543 KWh/cápita/año⁷ que representa casi la mitad de la media regional (1,124.00 KWh/cápita/año)⁸.

Con respecto a los recursos renovables de Guatemala, se estima el siguiente potencial:

Tabla 2 – Potencial disponible de Recursos Renovables de Generación (MW)⁹

TIPO DE RECURSO	POTENCIAL IDENTIFICADO	CAPACIDAD INSTALADA	% INSTALADO DEL IDENTIFICADO
Hidroeléctrico	5,000	778.4	15.56%
Geotérmico	1000	49.2	4.9%
Eólico	400 ¹⁰	-	-

2. CEPAL, 2009(dato año 2006)

3. CEPAL, 2009(dato año 2005)

4. CEPAL, 2009

5. Programa Estado de la Nación, 2008

6. CEPAL, 2009

7. Banco Mundial, 2010

8. Elaboración propia con datos deBanco Mundial, 2010

9. Elaboración propia con datos deCEPAL, 2007 y CEPAL, 2010

10. Fuente potencial eólico: ARECA, 2009

2.3.2 El Salvador

Aspectos Generales

Tabla 3 – 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 y 262 municipios
› Línea costera	307 km (Océano Pacífico y Atlántico)
› Moneda	Dólar estadounidense
› PIB per cápita	US\$ 3,505.6 (2010)
› Calificación de riesgo país	4.5 (Septiembre de 2010 – Institutional Investors)
› Analfabetismo	18,9 %
› Indices	
› Desarrollo Humano	0.659 (posición 90 entre 169 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 página¹¹

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).

11. Indicadores geográficos, demográficos y económicos: SIECA, 2010
 Calificación de Riesgo País: Consejo Monetario Centroamericano, 2010
 Analfabetismo: CEPAL, 2010
 Competitividad: World Economic Forum, 2010
 Índice de Desarrollo Humano: PNUD, 2010
 Índice de Derechos Políticos y Libertades Civiles: Freedom House, 2007

A la densidad de población se puede asociar el porcentaje relativamente bajo de población rural, que se estima en un 39.7%¹². La densidad de población 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, un 47.5% de

12. CEPAL, 2009 (dato año 2010)

su población vive en esa condición¹³. Su ingreso por habitante, en precios corrientes 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%¹⁴.

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 externo¹⁵.

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 2009 había logrado llevar este importante servicio a más de un 86.4% de sus habitantes¹⁶. Sin embargo, el consumo eléctrico por habitante de 953 KWh/cápita/año¹⁷ sigue estando por debajo de la media regional (1,124.00 KWh/cápita/año)¹⁸.

Con respecto a los recursos renovables de El Salvador, se estima el siguiente potencial:

Tabla 4 – Potencial disponible de Recursos Renovables de Generación (MW)¹⁹

TIPO DE RECURSO	POTENCIAL MW	Instalada MW ²⁰	% INSTALADO DEL IDENTIFICADO
Hidroeléctrico	2,165	486	22.45%
Geotérmico	333	204	61.3%
Eólico ²¹	-	-	-

13. Anuario CEPAL, 2009 (dato año 2004)

14. CEPAL, 2009

15. Programa Estado de la Nación, 2008

16. CEPAL, 2010

17. Elaboración propia con datos de Banco Mundial, 2010

18. Elaboración propia con datos CEPAL, 2007 y CEPAL, 2010

19. Consejo Nacional de Energía, 2009

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

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

2.3.3 Honduras

Aspectos Generales

Tabla 5 – Información general sobre Honduras

PRINCIPALES INDICADORES

› Capital	Tegucigalpa
› Superficie total	112,492 km ²
› Población total	7.62 millones (2010)
› División territorial	18 Departamentos y 298 municipios
› Línea costera	820 km (Océano Pacífico y Atlántico)
› Moneda	Lempira (1 US\$=18.90 al 2010 prom. anual compra)
› PIB per cápita	US\$ 2,014.2 (2010)
› Calificación de riesgo país	30.9 (Septiembre de 2010 – Institutional Investors)
› Analfabetismo	19.4%
› Indices	
› Desarrollo Humano	0.604 (posición 106 de 169 países)
› Competitividad	3.89 (posición 91 entre 139 países)
› Derechos Políticos	3 (1 = libre, 7 = no libre)
› Libertades Civiles	3 (1 = libre, 7 = no libre)



Fuente: ver pie de página²²

22. Indicadores geográficos, demográficos y económicos: SIECA, 2010
 Calificación de Riesgo País: Consejo Monetario Centroamericano, 2010
 Índice de Desarrollo Humano: PNUD, 2010
 Índice de Competitividad: World Economic Forum, 2010
 Índice de Derechos Políticos y Libertades Civiles: Freedom House, 2007

Honduras es el segundo país más grande de Centroamérica en términos de superficie, pero muestra a su vez los más altos índices de pobreza: el 68.9% de sus habitantes vivían en tal condición (año 2007)²³. La riqueza natural y de recursos energéticos no ha logrado ser encauzada para mejorar las condiciones de vida de su población. El desarrollo económico también se ha visto retrasado por una red vial poco desarrollada. Tras varios años de crecimiento económico sostenido, con tasas superiores al 6% anual (2004–2007), la economía hondureña enfrentó durante los años 2008 y 2009 una desaceleración, que se refleja en un crecimiento del 4% durante el primer año y un decrecimiento en el 2009 a 3%²⁴.

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, Honduras se ajusta a un modelo caracterizado por: a) una inserción internacional de bajo nivel tecnológico, basada en la agroexportación y la industria de maquila textil, b) elevada 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 sociales²⁵.

Del párrafo anterior se puede deducir que el ambiente de negocios en Honduras presenta deficiencias, las cuales se pueden asociar con algunos de los indicadores principales: desarrollo humano, derechos políticos y libertades civiles y calificación de riesgo país. Estas deficiencias dificultarán las inversiones en general, y en el sector eléctrico, en lo específico.

Resulta también relevante analizar que, si bien Honduras ha logrado mejorías importantes en el grado de cobertura eléctrica, todavía en la actualidad cerca de un 19.5% de la población no tiene acceso a este servicio²⁶. También el consumo eléctrico por habitante (708 KWh/cápita/año) ²⁷sigue estando por debajo de la media regional (1,124.00 KWh/cápita/año)²⁸.

Con respecto a los recursos renovables, Honduras posee un alto potencial hidroeléctrico en la región al igual que Guatemala. Sin embargo es de los países con menor potencial en geotermia y eólica. En este conexto se estima el siguiente potencial:

Tabla 6 – Potencial disponible de Recursos Renovables de Generación (MW)²⁹

TIPO DE RECURSO	POTENCIAL IDENTIFICADO	CAPACIDAD INSTALADA	% INSTALADO DEL IDENTIFICADO
Hidroeléctrico	5,000	522	10.4%
Geotérmico	120	-	-
Eólico	200 ³⁰	-	-

25. Programa Estado de la Nación, 2008 (Capítulo 13, “El dilema estratégico de la inserción ventajosa en la economía internacional”)

26. CEPAL, 2010

27. Banco Mundial, 2010.

28. Elaboración propia con datos de Banco Mundial, 2010

29. Elaboración propia con datos de CEPAL, 2007 y CEPAL, 2010

30. Fuente potencial eólico: ARECA, 2009 (Análisis del Mercado Hondureño de Energías Renovables)

23. CEPAL, 2009 (dato año 2007)

24. CEPAL, 2009

2.3.4 Nicaragua

Aspectos Generales

Tabla 7- Información general sobre Nicaragua

PRINCIPALES INDICADORES	
› Capital	Managua
› Superficie total	130,700 km ²
› Población total	5.82 millones (2010)
› División territorial	15 departamentos, 2 regiones autónomas, 153 mun.
› Línea costera	920 km (Océano Pacífico y Atlántico)
› Moneda	Córdoba (1 US\$=21.39 al 2010 prom. anual compra)
› PIB per cápita	US\$ 1,093.2 (2010)
› Calificación de riesgo país	23.9 (Septiembre del 2010 - Institutional Investors)
› Analfabetismo	30,3%
› Indices	
› Desarrollo Humano	0.565 (posición 115 entre 169 países)
› Competitividad	3.57 (posición 112 entre 139 países)
› Derechos Políticos	3 (1 = libre, 7 = no libre)
› Libertades Civiles	3 (1 = libre, 7 = no libre)




Fuente: ver pie de página³¹

31. Indicadores geográficos, demográficos y económicos: SIECA, 2010
 Calificación de Riesgo País: Consejo Monetario Centroamericano, 2010
 Analfabetismo: CEPAL, 2010
 Índice de Desarrollo Humano: PNUD, 2010
 Competitividad: World Economic Forum, 2010
 Índice de Derechos Políticos y Libertades Civiles: Freedom House, 2007

Nicaragua es el país más grande de Centroamérica en términos de superficie, pero el más pequeño en términos de ingreso per cápita (US\$ 1,093.2 en precios corrientes) lo que impacta también en sus índices de pobreza: un 61.9%³² de sus habitantes viven en dichas condiciones. Si bien el porcentaje de población rural no es tan alto como en otros países de la región, existe población muy dispersa en su amplia geografía. El ritmo de crecimiento en los años anteriores a la crisis financiera mundial (2006–2007) fue moderado, ubicándose por debajo del 4% anual, pero con el advenimiento de esta última, el desempeño económico se vio comprometido mostrando en el 2008 una tasa menor (3%) y en 2009 una caída del 1.5%³³.

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, Nicaragua se ajusta a un modelo caracterizado por: a) una inserción internacional de bajo nivel tecnológico, basada en la agro-exportación y la industria de maquila textil, b) elevada 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.³⁴

De lo anterior se desprende que el ambiente de negocios en Nicaragua presenta deficiencias, las cuales se pueden asociar con algunos de los indicadores principales: desarrollo humano, derechos políticos y libertades civiles y calificación de riesgo país. Estas deficiencias podrían dificultar inversiones en general, y específicamente en el sector eléctrico.

Resulta también de importancia analizar que, si bien Nicaragua ha logrado algunas mejorías en el grado de cobertura eléctrica, es el país más rezagado de la región en este particular rubro. Cerca de un 33.3% de su población no tiene acceso al servicio³⁵, y el consumo eléctrico por habitante es de apenas 457 KWh/cápita/año³⁶, que se encuentra por debajo de la media regional (1,124.00 KWh/cápita/año)³⁷.

Nicaragua tiene una tarea importante por realizar en relación a desarrollar su infraestructura eléctrica como catalizador de procesos de desarrollo social, económico y humano.

Con respecto a los recursos renovables, Nicaragua presenta el potencial geotérmico más alto de la región, y también el potencial eólico, en este caso, junto con Costa Rica. Sin embargo posee el menor potencial hidroeléctrico. En este contexto se estima el siguiente potencial:

Tabla 8 – Potencial disponible de Recursos Renovables de Generación (MW)³⁸

TIPO DE RECURSO	POTENCIAL IDENTIFICADO	CAPACIDAD INSTALADA	% INSTALADO DEL IDENTIFICADO
Hidroeléctrico	1,760	105	6%
Geotérmico	1,200	88	7.3%
Eólico	600 ³⁹	40	6.6%

32. CEPAL, 2009 (dato año 2005)

33. Anuario CEPAL, 2009.

34. Programa Estado de la Nación, 2008 (Capítulo 13, “El dilema estratégico de la inserción ventajosa en la economía internacional”)

35. CEPAL, 2010

36. Banco Mundial, 2010.

37. Elaboración propia con datos de Banco Mundial, 2010

38. Elaboración propia con datos de CEPAL, 2007 y CEPAL, 2010

39. Fuente potencial eólico: ARECA, 2009 (Análisis del Mercado Nicaragüense de Energía Renovable)

2.3.5 Costa Rica

Aspectos Generales

Tabla 9– Información general sobre Costa Rica

PRINCIPALES INDICADORES

› Capital	San José
› Superficie total	51,100 km ²
› Población total	4.64 millones (2010)
› División territorial	7 Provincias, 81 cantones
› Línea costera	1,290 km (Océano Pacífico y Atlántico)
› Moneda	Colón (1 US\$=520.68 ¢ al 2010 prom. anual compra)
› PIB per cápita	US\$ 7,717.1 (2010)
› Calificación de riesgo país	55.1 (Septiembre de 2010 – Institutional Investors)
› Analfabetismo	3,8%
› Indices	
› Desarrollo Humano	0.725 (posición 62 entre 169 países)
› Competitividad	4.3 (posición 56 entre 139 países)
› Derechos Políticos	1 (1 = libre, 7 = no libre)
› Libertades Civiles	1 (1 = libre, 7 = no libre)



Fuente: ver pie de página⁴⁰

40. Indicadores geográficos, demográficos y económicos: SIECA, 2010
 Calificación de Riesgo País: Consejo Monetario Centroamericano, 2010
 Analfabetismo: CEPAL, 2010
 Índice de Desarrollo Humano: PNUD, 2010
 Competitividad: World Economic Forum, 2010
 Índice de Derechos Políticos y Libertades Civiles: Freedom House, 2007

Costa Rica se ha caracterizado por una importante inversión en aspectos sociales, lo que le ha valido ubicarse dentro de la categoría de países considerados con un alto desarrollo humano. El país ha sacado provecho de sus recursos naturales y energéticos, logrando que el relativo avance en aspectos sociales haya ido acompañado de desarrollo económico. El ingreso por habitante alcanzó los US\$ 7,717.1 en el año 2010 (precios corrientes). Si bien en los últimos años hubo una ligera caída en el ingreso⁴¹, la tendencia de largo plazo es creciente y claramente por encima de la media regional.

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 Costa Rica se ajusta a un modelo que se caracteriza por: a) una inserción internacional basada en una mayor incorporación tecnológica, que combina la agro-exportación no tradicional con el desarrollo de

un conglomerado industrial de alta tecnología y de servicios, b) no hay altos volúmenes de migración, ni flujos de remesas, c) una mayor capacidad de atracción de inversión extranjera directa, d) un alto nivel de exportaciones orientadas a mercados extra regionales, y e) resultados económicos y sociales intermedios. Este modelo es menos vulnerable a la competencia internacional de exportaciones intensivas en mano de obra.

Del párrafo anterior se puede inferir que el ambiente de inversión y negocios en Costa Rica es favorable. Esto también queda confirmado por su calificación en el índice de competitividad y por su calificación de riesgo (ver tabla 9). El país ha sido relativamente exitoso en la atracción de inversión extranjera. Resulta también relevante comentar que Costa Rica ha alcanzado niveles altos de cobertura eléctrica (99.1%)⁴² y de consumo eléctrico (2,031 KWh/cápita/año)⁴³.

Con respecto a los recursos renovables de Costa Rica, se estima el siguiente potencial:

Tabla 10 – Potencial disponible de Recursos Renovables de Generación (MW)⁴⁴

TIPO DE RECURSO	POTENCIAL BRUTO	POTENCIAL IDENTIFICADO (INCLUYE INSTALADO)	CAPACIDAD INSTALADA	%INSTALADO DEL IDENTIFICADO
Hidroeléctrico	25,500	6,474	1,511	23%
Geotérmico	865	257	159	62%
Eólico	600	274	116	42%

41. Anuario CEPAL, 2009

42. (CEPAL, 2009)

43. Banco Mundial, 2010

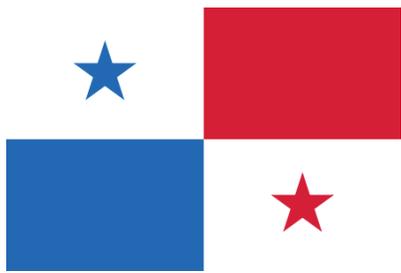
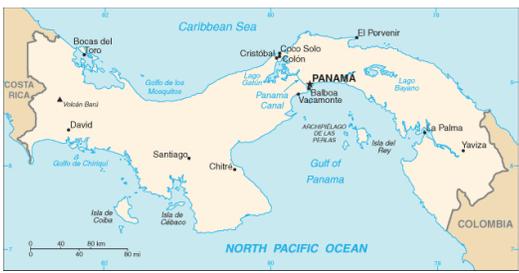
44. Instituto Costarricense de Electricidad, 2009

2.3.6 Panamá

Aspectos Generales

Tabla 11- Información general sobre Panamá

PRINCIPALES INDICADORES	
› Capital	Ciudad de Panamá
› Superficie total	78,200 km ²
› Población total	3.5 millones (2010)
› División territorial	11 provincias, 3 comarcas, 75 municipios
› Línea costera	4,490 km (Océano Pacífico y Atlántico)
› Moneda	Dolar estadounidense
› PIB per cápita	US \$ 7,753.4 (2010)
› Calificación de riesgo país	56.09 (Septiembre del 2010 - Institutional Investors)
› Analfabetismo	7,0%
› Indices	
› Desarrollo Humano	0.755 (posición 54 entre 169 países)
› Competitividad	4.3 (posición 53 entre 139 países)
› Derechos Políticos	1 (1 = libre, 7 = no libre)
› Libertades Civiles	2 (1 = libre, 7 = no libre)

Fuente: ver pie de página⁴⁵

45. Indicadores geográficos, demográficos y económicos: SIECA, 2010
 Calificación de Riesgo País: Consejo Monetario Centroamericano, 2010
 Índice de Desarrollo Humano: PNUD, 2010
 Competitividad: World Economic Forum, 2010
 Analfabetismo: CEPAL, 2010
 Índice de Derechos Políticos y Libertades Civiles: Freedom House, 2007

Con una extensión de 78,200 kilómetros cuadrados, Panamá presenta características geográficas muy particulares. Se distingue por ser un país largo (770 kilómetros entre la frontera con Costa Rica y la frontera con Colombia), y angosto (50 kilómetros en su parte más estrecha). Y con apenas 3.5 millones de habitantes es el país menos densamente poblado de la región (45 habitantes por kilómetro cuadrado). Al asociar esa baja densidad de población con la baja proporción de población rural (31%)⁴⁶, se puede concluir que la población está principalmente concentrada alrededor de sus ciudades principales, casi todas ellas ubicadas en el lado Pacífico.

Tiene una economía dinámica, que ha venido creciendo más vigorosamente que en cualquier otro país de la región. Después de varios años creciendo a ritmos de 7% y 8%, alcanzó un crecimiento record superior al 10% en el 2007. A pesar de la crisis financiera internacional, en el 2008 mostró un crecimiento cercano al 9% y tampoco sufrió recaídas en el 2009⁴⁷. No sorprende entonces que el ingreso por habitante sea también el más alto de la región, alcanzando US\$ 7,753.4 en el año 2010 (precios corrientes).

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 Panamá se ajusta a un modelo que se caracteriza por: a) una inserción internacional basada en una mayor incorporación tecnológica, principalmente asociada a los servicios, b) no hay altos volúmenes de migración, ni flujos de remesas, c) una mayor capacidad de atracción de inversión extranjera directa, d) un alto nivel de exportaciones orientadas a mercados extra regionales, y e) resultados económicos y sociales intermedios. En el caso de Panamá, este modelo se apoya en el desarrollo de un centro logístico (transporte, comunicaciones, finanzas) internacional, que aprovecha las ventajas de localización regional y de una infraestructura logística sin competidores a la vista, en el corto y el mediano plazo⁴⁸.

Del párrafo anterior se puede inferir que el ambiente de inversión y negocios en Panamá es favorable. Esto también queda confirmado por su calificación en el índice de competitividad y por su calificación de riesgo-país (Panamá tiene *Investment grade*). En estos dos últimos indicadores, supera a todos los otros países de la región. Resulta también relevante comentar que Panamá ha alcanzado niveles altos de cobertura eléctrica (89%)⁴⁹ y de consumo eléctrico (2,053 kwh/cápita/año)⁵⁰.

Con respecto a los recursos renovables de Panamá, se estima el siguiente potencial:

Tabla 12 – Potencial disponible de Recursos Renovables de Generación (MW)⁵¹

TIPO DE RECURSO	POTENCIAL IDENTIFICADO	CAPACIDAD INSTALADA	%INSTALADO DEL IDENTIFICADO
Hidroeléctrico	2,341	881	37.6%
Geotérmico	40	-	-
Eólico	400 ⁵²	-	-

46. CEPAL, 2009 (dato año 2010)

47. CEPAL, 2009

48. Programa Estado de la Nación, 2008

49. (CEPAL, 2009)

50. Elaboración propia en base a datos de Banco Mundial, 2010

51. Elaboración propia con datos de CEPAL, 2007 y CEPAL, 2010

52. Fuente potencial eólico: ARECA, 2009 (Análisis del Mercado Panameño de Energías Renovables)

2.3.7 Infraestructura básica de Centroamérica

Como elemento para poder valorar la infraestructura de servicios, se recurrió al *ranking* elaborado por la empresa CG/LA en el año 2009⁵³. Dicho *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 el país está en condiciones de realizar obras de infraestructura.
3. La capacidad esperada en el futuro para la construcción de nueva infraestructura.

A su vez el componente número tres se basa en el Índice de *Capacidad de Creación de Infraestructura* (CCI), elaborado por la misma empresa. Este índice recopila información de ocho 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.

En la Tabla 13 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 13 - Ranking 2009 de Infraestructura (CG/LA Infrastructure LLC, 2009)

PARÁMETROS		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
Aguas y Cloacas	Puntaje	5.67	3.92	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

53. CG/LA Infrastructure LLC, 2009; *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 año 2006.

A nivel general, Panamá se ubica en el primer lugar seguido de El Salvador y Costa Rica (de acuerdo a la publicación original el scoring de Costa Rica “es bajo debido al número de proyectos de infraestructura que no pudieron avanzar en los últimos cuatro años”⁵⁴

En los ítems de electricidad, transporte y CCI, Panamá también supera a los demás países; sin embargo en los ítems de servicios digitales y aguas/cloacas, Costa Rica se ubica mejor que los demás.

2.4 Situación actual del sector energético en los países bajo análisis

El propósito de esta sección es describir la situación actual y resaltar los aspectos más relevantes del sector energético de los países bajo análisis, que permita contextualizar nuestro análisis de la normativa técnica de los países de Centroamérica.

2.4.1 Guatemala

A continuación se presenta un cuadro de las principales estadísticas relevantes para el sector eléctrico de Guatemala:

En los años 90 Guatemala sufrió una serie de cortes energéticos a raíz de una demanda en crecimiento y ausencia de nuevos proyectos de generación. Esta situación fue el detonante para que se cuestionara el modelo utilizado, con lo que se inicia un proceso de reforma que definió una estrategia de modernización del sub-sector, cuyo fundamento principal fue la promulgación de la Ley General de Electricidad (LGE). Este proceso de modernización estableció un nuevo marco legal y regulatorio para la industria eléctrica.

La LGE, vigente desde noviembre de 1996; Decreto 93-96 del Congreso, estableció un modelo de mercado competitivo y estableció un nuevo marco legal y regulatorio para la industria eléctrica. Esta ley regula las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, y define como autoridad máxima y ente rector del sector energía al Ministerio de Energía y Minas (MEM). Adicionalmente, dicha Legislación, ordena la creación del ente regulador, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) como un órgano técnico del MEM, y establece que el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) estará a cargo de un ente privado, sin fines de lucro, encargado del despacho energético.

Tabla 14 – Características principales del sector energético de Guatemala

Capacidad instalada	2,369.7 MW (2009)
Centrales	56 (10 públicas, 43 privadas y 3 generación distribuida)
Cobertura	84.00%
Generación	Pública (24%) y privada (76%)
Transmisión	Privadas (TRELEC (EEGSA)) – Públicas (ETCEE (INDE))
Distribución	Privadas (EEGSA, DEOCSA, DEORSA)

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

54. CG/LA Infrastructure LLC, 2009, pág. 29)

2 SECCIÓN 2: Introducción

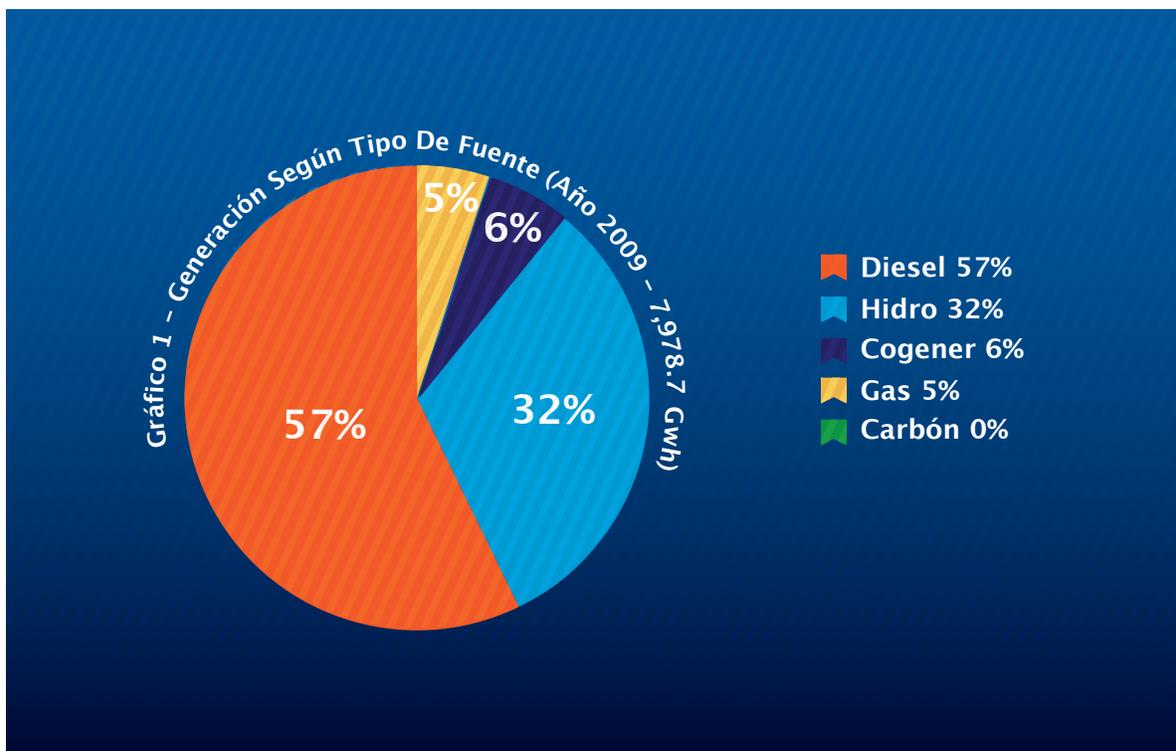
El sistema de transmisión está conformado por 3,650 km de líneas a tres niveles de voltaje: 230/138/69 KV. En la transmisión de electricidad participan dos empresas, una pública y una privada.

El sistema de distribución opera en tensiones iguales o menores a 34.5 KV. En este ámbito participan tres empresas privadas y adicionalmente, 14 sistemas municipales. En la comercialización participaron 12 empresas que comercializaron 2,027.3 GWh (2009). Como grandes consumidores existen 35 empresas que consumieron 184.8 GWh en el 2009.⁵⁵

Por otra parte, en el año 1999, se fundó la Asociación de Generadores de Energía Renovable (AGER)⁵⁶. En esta se reúnen todos los generadores privados de energía por fuentes renovables, así como todas aquellas

instituciones, empresas y profesionales dedicadas en el desarrollo de proyectos energéticos.

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



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

Es importante mencionar, que en Agosto del 2010, entró en operación el proyecto hidroeléctrico Xacbal (94 MW) que es el segundo más grande de Guatemala⁵⁷.

Asimismo, se espera que entren en operación las hidroeléctricas ubicadas en Tucurú, Alta Verapaz (norte), que generará 19.6 MW, y la de Palo Viejo, en San Juan Cotzal, Quiché (norte), con 84 MW.

55. CEPAL, 2010

56. www.ager.org.gt

57. Noticias de Guatemala, 2010

2.4.2 El Salvador

A continuación se presenta un cuadro de las principales estadísticas relevantes para el sector eléctrico de El Salvador:

Tabla 15- 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 (CLES, CAESS, DEUSEM (mixta), EEO (todas propiedad del grupo AES), DELSUR, EDESAL, ABRUZZO Y B&D)

Fuente: Elaboración propia con base a 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), encargada de aplicar y velar por el cumplimiento de las leyes que regulan los sectores de electricidad y telecomunicaciones, y la Ley General de Electricidad. Con la aprobación de esta última también se definió la Unidad de Transacciones (UT), encargada de la operación del sistema de transmisión, el despacho y la administración del mercado mayorista.

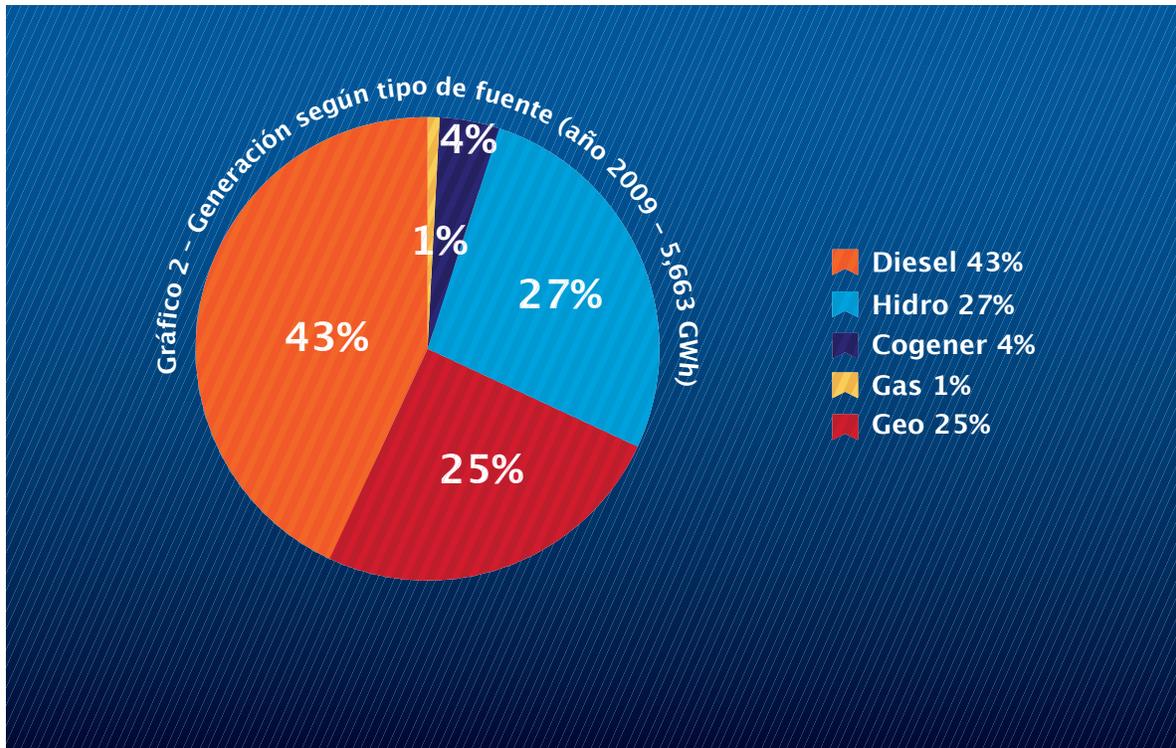
En el año 2007, la Asamblea Legislativa de El Salvador aprueba la Ley de Creación del Consejo Nacional de Energía (CNE), con el objetivo de crear una institución que sea rectora y normativa de la política energética regional, así como también la encargada de formular y coordinar la implementación de esta última.

La capacidad total instalada en el 2009 ascendía a 1,490 MW. En este segmento de la industria eléctrica existen 12 empresas que inyectan al sistema de transmisión y participan tanto empresas privadas como la estatal 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, La GEO que está a cargo de la generación geotérmica (empresa de capital mixto) (204.4 MW), 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.

2 SECCIÓN 2: Introducción

La matriz de generación (Gráfico 2) está constituida por un alto porcentaje de fuentes fósiles (Diesel, 43%); sin embargo, las fuentes renovables tienen una participación importante con un 56% del total.

Por otra parte, la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL), durante todo el año 2010 ha trabajado en la construcción del proyecto hidroeléctrico El Chaparral. Sin embargo, este proyecto ha sufrido varios retrasos afectando su fecha de inicio de operación.⁵⁸



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

58. Ver por ejemplo La Prensa Gráfica, 2011

2.4.3 Honduras

A continuación se presenta un cuadro de las principales estadísticas relevantes para el sector eléctrico de Honduras.

Tabla 16 – Características principales del sector energético de Honduras

Capacidad instalada	1,605.9 MW (2009)
Centrales	46 (11 públicas y 35 privadas)
Cobertura	80.5%
Generación	Pública (33%) y privada (67%)
Transmisión	Estatal ENEE
Distribución	Estatal ENEE

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

En la década de los noventa, Honduras impulsó un proceso de reformas en el sector energético, que consistió en la restructuración del sector de electricidad, con la promulgación en 1994 de su Ley Marco del Subsector Eléctrico, en la cual se pretendía establecer un modelo de mercado competitivo. En este sentido en 1994, bajo esta misma ley se creó el Gabinete Energético, responsable de la dirección superior y de la definición y formulación de políticas del sub-sector eléctrico y, con el Decreto 131-98 se creó la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), que es el ente regulador.

A pesar de las reformas, la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) continuó manteniendo su condición de empresa integrada verticalmente. Esta tiene actividades de generación encargada de las compras de electricidad que pueda satisfacer la demanda, y se responsabiliza de la seguridad del sistema eléctrico. Así mismo, en términos prácticos, actúa como comprador único dentro del sistema y conserva su presencia dominante en el sector, siendo además el encargado de la elaboración del Programa de Expansión de la Generación (PEG). Sin embargo, el

mercado de oportunidad es muy marginal.

A pesar de que la legislación da opciones de participación, en la transmisión y distribución de electricidad participa únicamente la ENEE. El sistema de transmisión está conformado por 1,880 km de líneas a tres niveles de voltaje: 230 y 138 y 69 KV. El sistema de distribución opera en tensiones iguales o menores a 34.5 KV.

También en Honduras se formó la Asociación Hondureña de Pequeños Productores de Energía Renovable (AHPPER)⁵⁹ que es una iniciativa privada sin fines de lucro. Esta institución tiene entre sus objetivos promover el desarrollo de proyectos de energía renovable; apoyar aquellas iniciativas encaminadas a superar los obstáculos que restringen el desarrollo de estos proyectos, adecuar el marco jurídico en el país, así como brindar oportunidades de financiamiento a sus asociados, asistencia técnica, legal y profesional.

La capacidad total instalada en el 2009 ascendía a 1,605.9 MW, con un nivel de cobertura eléctrica del

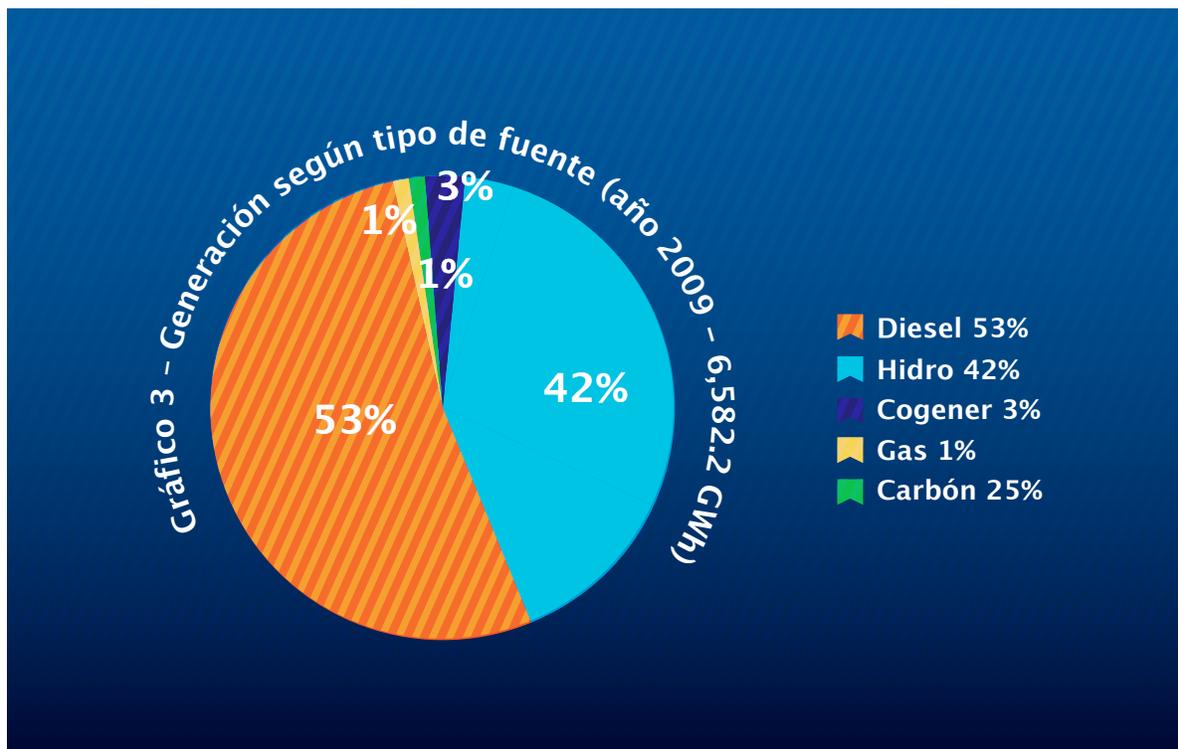
59. www.ahpper.org

2 SECCIÓN 2: Introducción

80.5% en el 2009. En este segmento de la industria eléctrica hay 46 empresas que inyectan al sistema de transmisión, y participan tanto empresas privadas como la estatal ENEE. Las empresas con mayor capacidad instalada son la ENEE que maneja siete centrales hidroeléctricas con una capacidad total de 464 MW, LUFUSSA (386.9 MW) y ENERSA (276 MW) ambas con generación térmica y de capital privado. El sector privado participa mayormente en generación térmica y en menor medida en generación

hidroeléctrica y cogeneración y alcanzó en el 2008 una participación del 67% de la generación producida en el país.

La matriz de generación (Gráfico 3) está constituida principalmente por fuentes fósiles (Diesel, 53%); sin embargo, las fuentes renovables tienen una participación importante: principalmente las hidroeléctricas con un 42%.



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

En Honduras, en el mes de diciembre del 2010, se inició la construcción del proyecto eólico más grande de Centroamérica: Cerro de Hula con 102 MW⁶⁰.

60. Ver por ejemplo La Prensa, 2011

2.4.4 Nicaragua

A continuación se presenta un cuadro de las principales estadísticas relevantes para el sector eléctrico de Nicaragua.

Tabla 17 – Características principales del sector energético de Nicaragua

Capacidad instalada	1060.10 MW (2009) ⁶¹
Centrales	20 (7 públicas y 13 privadas)
Cobertura	66.7%
Generación	Pública (16.7%) y privada (83.3%)
Transmisión	Pública únicamente (ENATREL)
Distribución	Privadas DISNORTE–DISSUR (Gas Natural)

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

En el inicio de los años noventa, el sector eléctrico en Nicaragua se encontraba integrado verticalmente, a través del Instituto Nicaragüense de Energía (INE). Durante estos años, el sector se enfrentó a graves problemas financieros y operativos, lo que conllevó a que en el país se empezara una serie de reformas, con el propósito de asegurar una cobertura eficiente de la demanda, de promover además la eficiencia económica y atraer los recursos para la ampliación de la infraestructura.

En 1998, fue promulgada la Ley de la Industria Eléctrica, la cual permitió la participación privada en la industria eléctrica nicaragüense, tanto en generación como en distribución. Anterior a esto, la participación privada era nula y en el 2009 representó el 83.3% de la generación.

En el año 2000, empezó el proceso de privatización; una de las primeras acciones tomadas fue la venta de acciones de las cuatro compañías de generación. Sin embargo, este proceso no se completó en todas las empresas, debido a riesgos en la inversión. La transmisión es 100% estatal y la distribución es responsabilidad de las subsidiarias DISNORTE–DISSUR de Unión Fenosa. Los actores que se dedican a las actividades de transmisión y distribución de energía eléctrica están regulados por el Estado. Los que se dedican a la generación realizan sus operaciones en un contexto de libre competencia, que se da dentro de un esquema de mercado mayorista, el cual consta de un mercado de contratos y un mercado de ocasión.

El Ministerio de Energía y Minas, (MEM), es el ente rector del sector energético y le corresponde elaborar, instituir, conducir y promover la política energética y minera del país. También debe velar por la seguridad jurídica de todos los actores económicos y por el establecimiento de estrategias que permitan el aprovechamiento integral de los recursos para la generación de electricidad. El Instituto Nicaragüense de Energía, (INE), es el ente regulador y fiscalizador del sector energía, tiene como objetivo el promover la competencia, y mejorar la suficiencia financiera a los agentes del mercado. Le corresponde fiscalizar el cumplimiento de las normas y regulaciones del sector; velar por el derecho de los consumidores de energía las tarifas de peaje; proponer al MEM nuevas normas y regulaciones; impedir prácticas restrictivas de la competencia, entre otras. Por último, el Centro Nacional de Despacho de Carga, (CNDC), es la responsable de la administración del mercado eléctrico de Nicaragua y de la operación del Sistema Interconectado Nacional, (SIN). Está adscrito a la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica, (ENATREL).

El sistema de transmisión está conformado por 1,870 km de líneas a dos niveles de voltaje: 230 / 138 / 69 KV, con 320, 900 y 650 km de líneas, respectivamente. El sistema de distribución opera en tensiones iguales o menores a 34.5 KV.

61. CEPAL, 2010

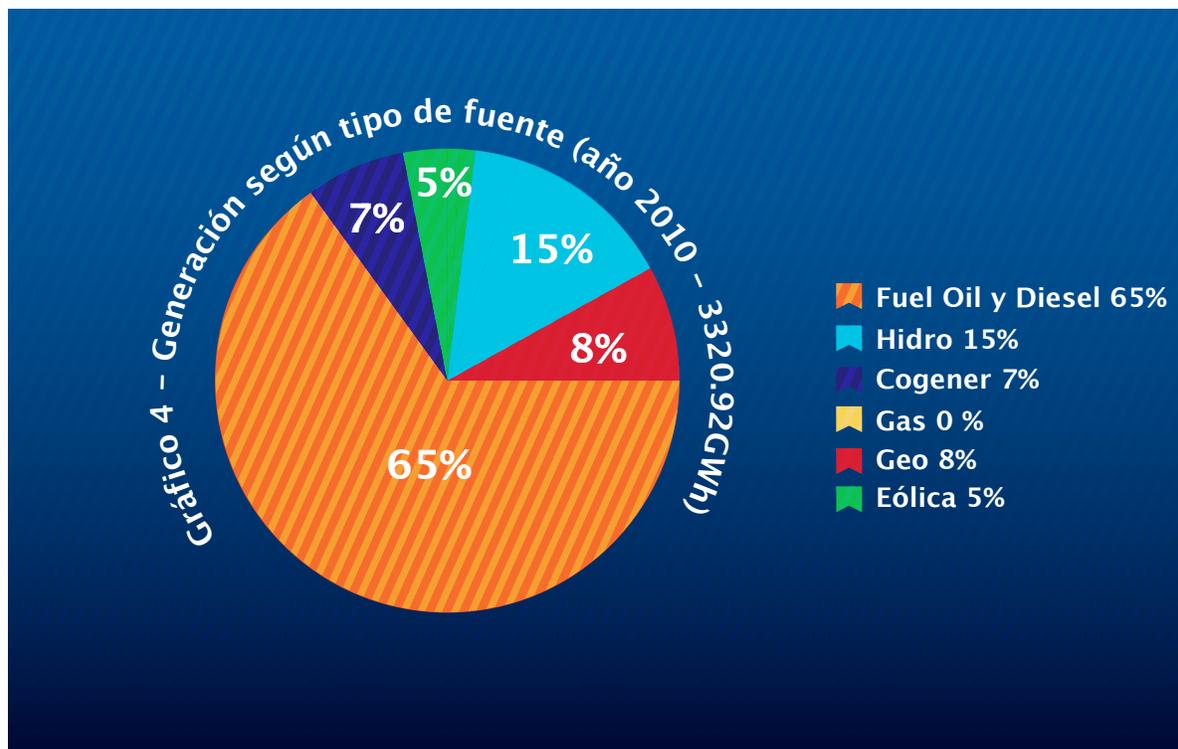
En este país, hay dos instituciones creadas para promover la energía renovable:

1. Asociación para las energías renovables y el ambiente, conocida como RENOVABLES⁶². Esta es una entidad sin fines de lucro. Su misión es masificar el uso de fuentes renovables de energía, tanto en el sector público como en el privado, y divulgar, educar e investigar para darle a Nicaragua un futuro con energía sostenible.

2. Asociación Nicaragüense de Promotores y Productores de Energía Renovable, (ANPPER)⁶³,

constituida en el año 2002. Es una agrupación sin fines de lucro. Su objetivo es apoyar iniciativas que conduzcan al desarrollo e implementación de proyectos de generación eléctrica que utilicen las aguas propias, vapores volcánicos, vientos, biomásas, y sol.

La matriz energética de Nicaragua está compuesta en un 34.26% (2010) por energías renovables. El país tiene una alta dependencia de combustibles fósiles. La energía eólica forma parte de la matriz de generación desde el año 2009.



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

Por otro lado, las principales inversiones en el país serán los siguientes proyectos⁶⁴:

- ▶ Proyecto hidroeléctrico Tumarín (253 MW)
- ▶ Proyecto Geotérmico San Jacinto Tizate (primera fase 36 MW)
- ▶ Proyectos eólicos:
 - ▶ La Fe- San Martín (60 MW)
 - ▶ Eolo (37 MW)

62. <http://renovables.org.ni/>

63. <http://www.fercca.org/anapper.html>

64. Ver por ejemplo: El 19 Digital, 2011.

2.4.5 Costa Rica

A continuación se presenta un cuadro de las principales estadísticas relevantes para el sector eléctrico de Costa Rica:

Tabla 18 – Características principales del sector energético de Costa Rica

Capacidad instalada	2,500.5 MW (2009)
Centrales	65 (33 públicas y 32 privadas)
Cobertura	99,10%
Generación	Pública (80%) y privada (20%) (año 2009)
Transmisión	Pública únicamente (ICE)
Distribución	Pública (ICE y Compañía Nacional de Fuerza y luz) Cooperativas (Coopelsca, Coopeguanacaste, Coopesantos y Coope-Alfaro Ruiz) Empresas Municipales (ESPH y JASEC)

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

El sector eléctrico costarricense se caracteriza por un modelo no competitivo de mercado con la presencia de un actor estatal dominante, el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) en todos los segmentos (generación, transmisión y distribución).

En 1990, varios años antes de que se iniciaran las reformas del sector eléctrico en los demás países de Centroamérica, se promulgó la Ley N° 7200 que permitió la participación del sector privado en la generación eléctrica a base de fuentes renovables. Sin embargo, se limitó la participación privada a una proporción no mayor del 15% de la potencia del sistema eléctrico nacional y con plantas no mayores de 20 MW. Mediante la Ley N° 7508, que reformó en 1995 la Ley N° 7200, y se amplió el espacio a la iniciativa privada, permitiendo su participación en proyectos de hasta 50 MW, bajo la modalidad de *“Built, Operate and Transfer”* (BOT, por sus siglas en inglés. En español: Construir, operar y transferir), y nuevamente circunscribiendo su ámbito de participación a la energía renovable y hasta un límite de 15% más de la potencia del sistema

eléctrico nacional. Aunque en teoría el sector privado podría representar hasta un 30% de toda la capacidad instalada, diferentes obstáculos de índole legal han limitado su participación. En la actualidad y como consecuencia de lo mencionado anteriormente, la generación privada no sobrepasa el 21% del total de la energía del país.

El Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones (MINAET) es el órgano del Estado responsable de formular y coordinar las políticas, planes de Estado, y programas relativos al subsector eléctrico. Así como también, tramitar y otorgar los permisos y concesiones referentes a la materia de competencia. La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) es el ente regulador del sector eléctrico. Regula todos los segmentos desde generación hasta distribución y establece los precios, peajes y tarifas correspondientes. Y por último, el ICE, por medio de la gerencia de electricidad, participa en el mercado a través de las denominadas Unidades Estratégicas de Negocios, que son: Producción de

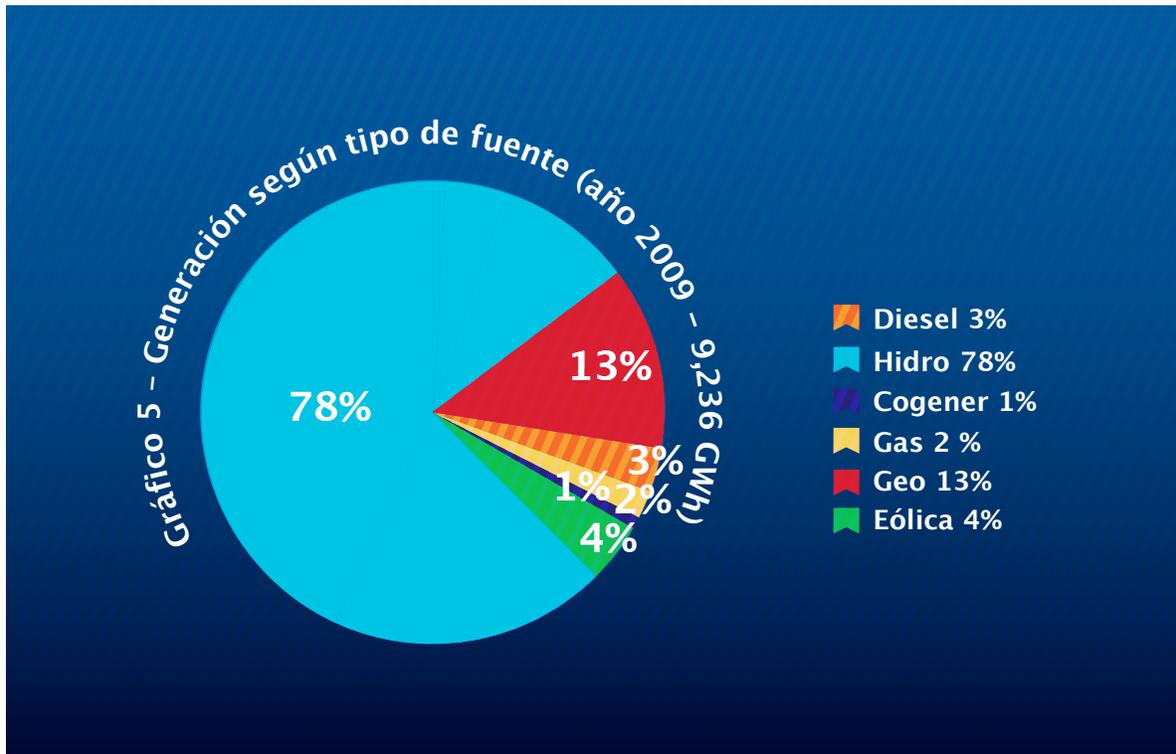
Electricidad, Transporte de Electricidad, Servicio al Cliente (distribución), Proyecto y Servicios Asociados, Centro Nacional de Control de Energía (CENCE) y Centro Nacional de Planificación Eléctrica (CENPE).

El sistema de transmisión está conformado por 1,810 km de líneas a dos niveles de voltaje: 230 y 138 KV. El sistema de distribución opera en tensiones iguales o menores a 34.5 KV. Todas las encargadas de la distribución operan con áreas de concesión establecidas y reguladas por la ARESEP.

Adicionalmente, se formó en 1990, la Asociación Costarricense de Productores de Energía, (ACOPE)⁶⁵. Esta entidad es sin fines de lucro y agrupa la mayoría de los generadores privados con contrato bajo el esquema de la Ley N° 7200 y sus reformas. Entre sus objetivos están: fomentar la capacidad del país para producir energía en especial eléctrica, así como la protección y defensa de la generación eléctrica, de sus industrias conexas, de los intereses de sus asociados y el armonioso desarrollo económico, ambiental y social del país. Asimismo, revisar y promover la actualización de las leyes que ordenan la producción de energía en Costa Rica, mantener contactos permanentes con las autoridades nacionales y los organismos internacionales que intervienen en la producción de energía; y velar y procurar por todos los medios a su alcance la transferencia de tecnología en el sector energético.

Por otro lado, y a pesar de la rigidez del marco regulatorio, el país ha alcanzado un nivel de cobertura eléctrica superior al 99%; ha logrado incrementar la capacidad instalada y mantener una proporción alta de generación a base de fuentes renovables. La energía geotérmica y la eólica forman parte de la matriz de generación desde los años 90. Hoy en día el país cuenta con 65 centrales eléctricas, con una capacidad total de 2,500 MW; de ellas, 33 son de empresas públicas y 32 de propiedad privada. Las plantas a base de fuentes renovables aportaron un 95% de la generación en el año 2009, siendo la tecnología hidráulica la más utilizada.

65. <http://www.cope.com/>



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

En el país, se encuentran en la etapa de construcción los siguientes proyectos:

- ▶ Proyecto eólico San José, en agosto del 2010 empezó la construcción⁶⁶
- ▶ Proyecto Hidroeléctrico Pirrís (134 MW)⁶⁷

66. Ver por ejemplo Terra, 2010

67. Ver por ejemplo La Nación, 2011

2.4.6 Panamá

A continuación se presenta un cuadro de las principales estadísticas relevantes para el sector eléctrico de Panamá:

Tabla 19 – Características principales del sector energético de Panamá

Capacidad instalada	1,771.1 MW (2009)
Centrales	27 (4 públicas y 23 privadas)
Cobertura	89,00%
Generación	Pública (12%) y privada (88%)
Transmisión	Pública únicamente (ETESA)
Distribución	Privadas (EDEMET, EDECHI, Elektra Noreste SA)

En el año 1995, se iniciaron las reformas del sector eléctrico panameño, con la promulgación de la primera ley denominada como Ley N° 6, la cual autorizó el otorgamiento de concesiones para la generación a entes privados. Sin embargo, esta ley limitó a que la participación de la empresa privada, no excediera el 45% del total de la capacidad instalada del sistema eléctrico nacional. Dos años después, en 1997, se promulgó la segunda Ley N° 6 en que se delimita la intervención del Estado en los servicios públicos de electricidad y se le asignan, como responsabilidades, el garantizar la calidad y la prestación eficiente de los servicios, propiciar y ampliar la cobertura, permitiendo el acceso a los servicios, garantizar la libertad de competencia y establecer el régimen tarifario. Finalmente, establece la posibilidad de realizar transacciones de mercado no reguladas entre agentes de mercado.

Esta legislación hizo sentir sus efectos en un plazo muy

corto. La empresa privada, que en 1995 suministraba menos de un 4% de la energía, pasó a suministrar prácticamente la totalidad ya en el año 2000. Hoy en día la participación del estado en generación se da por medio de las centrales hidroeléctricas de la Autoridad del Canal de Panamá, y por medio de la participación accionaria en algunas empresas de capital mixto.

El mercado panameño es un mercado mayorista de electricidad, conformado por el mercado de contratos y mercado ocasional. A partir de la entrada en vigencia de la nueva Ley N° 57 del 13 de octubre del 2009, se establece la obligación de las empresas distribuidoras de contratar el 100% de su demanda. Por otra parte, las empresas generadoras únicamente están autorizadas para participar en el mercado ocasional, 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.

La Secretaría Nacional de Energía es el ente rector del sector de energía. La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ASEP) es la encargada de regular y controlar la prestación de los servicios públicos incluyendo electricidad, transmisión y distribución de gas natural. Por otro lado, ETESA tiene como funciones la transmisión de energía y el planeamiento de expansión y construcción de la red de transmisión. Así mismo, se encarga de la preparación del Plan de Expansión de Energía Eléctrica, los estudios básicos para identificar proyectos hidroeléctricos y geotérmicos, la compra de energía y potencia para el mercado energético nacional y opera el Centro Nacional de Despacho (CND). Este último coordina las operaciones y las transacciones que se dan entre los participantes del mercado mayorista de electricidad. Además, realiza la planificación del SIN, (despacho económico de la energía).

En el sector de generación hay dos actores predominantes: AES Panamá (privada), y Empresa de Generación Eléctrica Fortuna (de capital mixto), con 24% y 26% respectivamente de la generación total⁶⁸ en el 2009. Participan en la generación cinco centrales hidroeléctricas con capacidades iguales o menores a 10 MW, para un total de casi 17 MW⁶⁹.

El sistema de transmisión está integrado por la infraestructura de transporte-líneas, subestaciones,

68. Cálculos propios sobre datos de CEPAL, 2010

69. Cálculos propios sobre datos de CEPAL, 2010

operando básicamente en dos niveles de voltaje: 230/115 KV. El sistema de distribución está integrado por la infraestructura de distribución—líneas, subestaciones y las redes de distribución que operan en tensiones menores a 115 KV. Como grandes usuarios, existen unas cuatro empresas.

Por otro lado, se creó la Asociación Panameña de Productores de Energía Renovable (APPER). Su objetivo es promover el uso de fuentes de generación eólicas, solar, hidráulicas, de biocombustibles, geotérmica, entre otras.

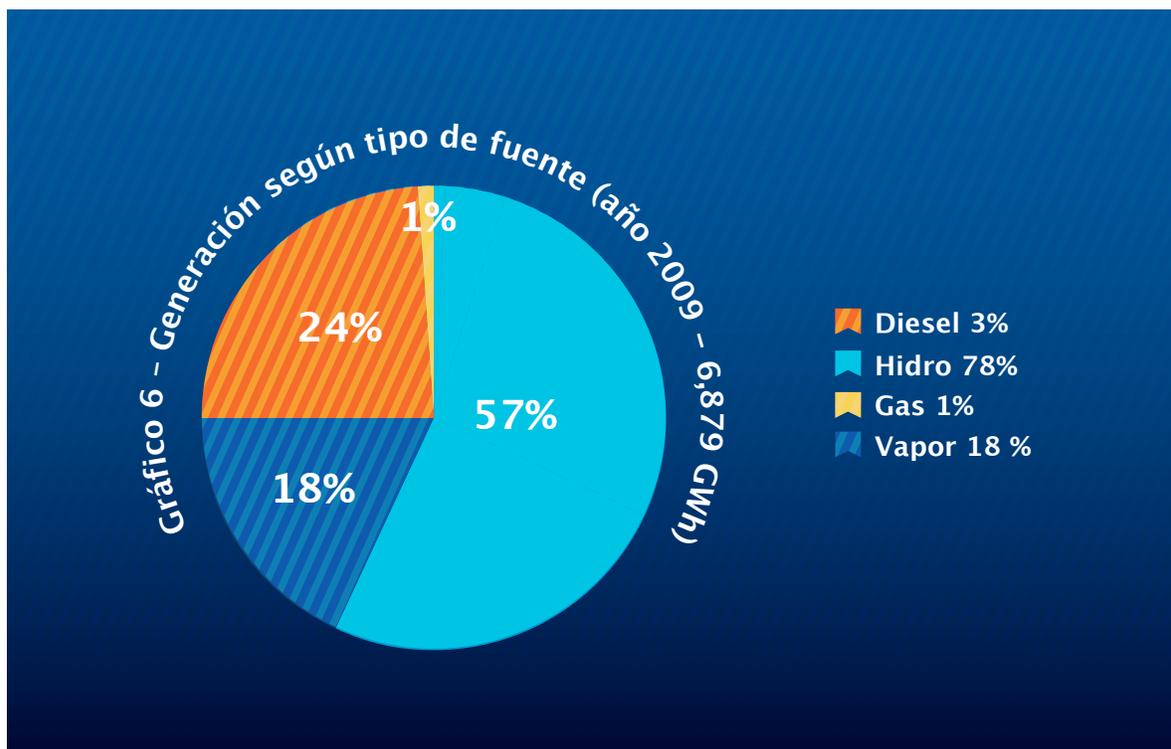
En el año 2009, el parque de generación panameño está conformado por 27 centrales, 16 hidroeléctricas y 11 térmicas, con una capacidad instalada de 1,771 MW, sirviendo esta potencia una demanda máxima de 1,154 MW. Además, cuenta con un nivel de cobertura eléctrica de un 89%. Es importante señalar que en

Panamá todas las centrales eléctricas renovables son hidroeléctricas; de hecho, el 57% de la generación proviene de dicha fuente. No hay en este país centrales eólicas, geotérmicas o biomásicas. A partir de 1995, la cobertura eléctrica ha aumentado de un 77% a un 89% en el 2009 (CEPAL, 2010).

De acuerdo a datos del ASEP, los proyectos renovables que aun se encuentran en la fase de construcción son:

- ▶ Proyecto Eólico Toabre (225 MW)
- ▶ Proyecto Hidroeléctrico: Río Piedra, S.A. (9 MW)
- ▶ AES Changuinola (223 MW)
- ▶ Electron Investment, S.A. (51.60 MW)
- ▶ Alternenergy, S.A. (56 MW)

Entre otros.



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



SECCIÓN 3

Panorama general

3.1 Legislación en cada país y marcos regulatorios

Esta sub-sección busca describir el entorno legal y regulatorio que rige el sector de energía eléctrica de cada uno de los países de la región centroamericana.

3.1.1 Guatemala

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

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

- ▶ Ley General de Electricidad; Decreto 93-96 del Congreso⁷⁰. Esta es la ley primordial en materia de electricidad. Establece que tanto la generación como la transmisión, distribución y comercialización de electricidad son libres. Declara además que son libres los precios por la prestación del servicio de electricidad, con la excepción de los servicios de transporte y distribución, los cuales están sujetos a autorización.

- ▶ Reglamento de la Ley General de Electricidad. Acuerdo Gubernativo N° 256-97 y sus reformas (N° 68-2007). Normaliza la Ley General de Electricidad (Decreto 93-96).

- ▶ Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista. Acuerdo Gubernativo 299-98 y sus reformas (N° 69-2007). Define los principios generales del mercado mayorista, así como la organización, funciones, obligaciones y mecanismos de financiamiento del Administrador del Mercado Mayorista.

- ▶ Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable. Decreto 52-03 Congreso⁷¹. Esta

70. Las leyes están disponibles en el sitio web de la CNEE (www.cnee.gob.gt)

71. Disponible en el sitio web del MEM (www.mem.gob.gt)

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

- ▶ Reglamento a la Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable. Decreto 211-2005. Reglamenta la Ley General de Electricidad (Decreto 52-02).

- ▶ Ley de Protección y Mejoramiento del Medio Ambiente, Decreto N° 68-86. Es de interés para la generación eléctrica; legisla los temas relacionados al mantenimiento de la cantidad del agua para el uso humano y otras actividades, así como los relacionados con sistemas líticos y edáficos, y los relativos a la conservación y protección de los sistemas bióticos.

- ▶ Norma Técnica para la Conexión y Comercialización de la Generación Distribuida Renovable, Resolución CNEE 171-2008. Establece las disposiciones que deben cumplir los Generadores Distribuidos Renovables (GDR) y los distribuidores para la conexión, operación, control y comercialización de energía eléctrica producida con fuentes renovables.

- ▶ Acuerdos Gubernativos 244-2003 (requisitos), 211-2205 (incentivos), 657-2005 (distribución de costos CE).

- ▶ Normas Técnicas (8), Normas de Coordinación Comercial (14) y Operativas (5).⁷²

3.1.2 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 la Dirección de Energía Eléctrica. En esta institución se desarrolla la política energética. Adicionalmente, como parte de la rectoría se creó el Consejo Nacional de Energía, cuyas funciones incluyen 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

72. Disponibles en el sitio web de la AMM (www.amm.org.gt)

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 se basa en la siguiente normativa:

- ▶ Ley General de Electricidad, Decreto Ley N° 843 del 10 de octubre de 1996. Incluye las reformas emitidas mediante el Decreto Legislativo N° 1216 del 11 abril del 2003 y el Decreto Legislativo N° 405 del 30 de Agosto del 2007⁷³. 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 N° 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 N° 462, de diciembre del 2007⁷⁴. Establece los incentivos que se le otorgan a los generadores de energía con base en fuentes renovables.
- ▶ Ley de Creación del Consejo Nacional de Energía. Decreto Legislativo N° 404, de noviembre del 2007⁷⁵. 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 N° 90, emitido el 24 de octubre del 2000.
- ▶ Acuerdo SIGET N° E-13-99, del 19 de julio de 1999. Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista.
- ▶ Acuerdo SIGET N° 283-E-2003, del 13 de octubre del 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.

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

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

75. Ibídem

3.1.3 Honduras

En Honduras, las políticas y planes de desarrollo energético son dictados por un Gabinete Energético, convirtiéndose en la mayor autoridad del sector energético. Mientras que los planes sectoriales relacionadas a actividades energéticas le corresponden a la Secretaría de Recursos Naturales y del Medio Ambiente (SERNA)⁷⁶, la cual es responsable de la implementación de políticas y regulaciones del sector energético a través de la Dirección General de Energía.

Las actividades regulatorias del subsector eléctrico están a cargo de la Comisión Nacional de Energía (CNE) (institución autónoma), la cual también revisa variaciones en la estructura tarifaria. La estructura de la industria eléctrica está dominada por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), que mantiene una presencia dominante como monopolio verticalmente integrado.

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

- ▶ N° 158-94 de noviembre de 1994. Ley Marco del Subsector Eléctrico, Decreto⁷⁷. Mediante esta ley se reformó el sector eléctrico del país. Regula las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica. Su objetivo fundamental es facilitar la participación de la empresa privada en las actividades de generación y de distribución. Sin embargo, la participación privada solo se ha dado en el campo de la generación.
- ▶ 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. Establece la primera Ley de Incentivos con Fuentes Renovables. Lo planteado en esta ley fue modificado por el Decreto 70-2007.

76. Esta secretaría fue creada en el Decreto 218-96, del 17 de diciembre de 1996, en el Marco de la modernización del Estado.

77. Las leyes se encuentran disponibles en el sitio web de la CNE (www.cne.gob.hn)

► Decreto 267-98 de diciembre de 1998. Reforma parcial a Ley de Incentivos.

► Decreto 45-2000, de mayo del 2000. Reforma Art. 12 Decreto 267-98.

► Decreto 70-2007. Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables, de octubre del 2007. Es importante destacar que en junio del 2008 el Congreso Nacional de Honduras aprobó un nuevo decreto de incentivos (Decreto 55-2008), el cual, sin embargo, fue vetado por el Presidente. Por lo tanto, el mencionado Decreto 70-2007 sigue vigente. Consolida y actualiza los incentivos establecidos en el Decreto 85-98, anteriormente citado. Estos incentivos se dirigen a aquellos proyectos que utilicen fuentes hidráulicas, geotérmicas, solares, biomasa, eólica, alcohol, residuos sólidos urbanos, y fuentes vegetales.

3.1.4 Nicaragua

En Nicaragua, el rector del sector energético es el Ministerio de Energía y Minas (MEM), el cual tiene las responsabilidades de formular, proponer, coordinar y ejecutar el Plan Estratégico y las Políticas Públicas del Sector Energía, así como dirigir el funcionamiento y administración de las empresas del Estado que operan en el sector energético.

El ente regulador y fiscalizador del sector energía, es el Instituto Nicaragüense de Energía (INE), entre sus funciones principales está promover la competencia, con el propósito de obtener costos menores y mejor calidad del servicio al consumidor, asegurando la suficiencia financiera a los agentes del mercado.

El marco legal que proporciona las bases sobre la cual se rige el subsector eléctrico son las que se mencionan a continuación (se establecieron leyes específicas para el subsector eléctrico y geotérmico):

► Ley N° 272. Ley de la Industria Eléctrica (1998): contiene el marco jurídico general para la industria eléctrica y establece la base jurídica para la privatización del sector. La ley establece las actividades de la industria eléctrica: la generación, la transmisión, la distribución, comercialización, la importación y exportación de energía⁷⁸.

Dicha ley es reglamentada por el Decreto 24-1998, el cual a su vez es reformado por el Decreto 128-1999.

78. Disponible en el sitio web del MEM: <http://www.mem.gob.ni/LEY%20DE%20LA%20INDUSTRIA%20ELECTRICA.pdf>

Reformas al Decreto 24-98⁷⁹.

► Ley N° 532. La Ley para la promoción de generación eléctrica con fuentes renovables (abril de 2005)⁸⁰ consolida los incentivos establecidos para fomentar las inversiones en generación eléctrica con fuentes renovables.

► Resolución N° 017-INE-1999⁸¹. Establece la normativa de concesiones y licencias de generación, transmisión y distribución eléctrica.

3.1.5 Costa Rica

El Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones, (MINAET), funciona como la institución responsable del Estado costarricense en formular y coordinar las políticas, planes y programas del subsector eléctrico. Mientras que el ente regulador del sector eléctrico es la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), que adicionalmente, es la encargada de establecer los precios, peajes y tarifas correspondientes, además de velar por el cumplimiento de las normas.

El esquema de mercado se encuentra entre monopolio y comprador único. El Instituto Costarricense de Electricidad, (ICE), es el único comprador de energía, además de tener las funciones de despacho y expansión de la red de transmisión.

El marco legal actual del sector eléctrico:⁸²

► Constitución Política, en temas como concesiones de agua, ambiente, vigencia de tratados internacionales.

► Ley que establece las funciones del MINAET como rector del sector Ley N° 7512.

► Ley de Creación de la ARESEP como regulador del sector Ley N° 7593.

► Ley de Creación del ICE (actor dominante) Decreto Ley N° 449. Este instituto es el responsable del desarrollo racional de las fuentes generadoras de energía, sobre

79. Disponible en el sitio web de ENATREL: <http://www.enatrel.gob.ni>

80. Disponible en el sitio web del MEM: <http://www.mem.gob.ni>

81. Disponible en el sitio web del INE: <http://www.ine.gob.ni>

82. Las leyes se pueden obtener en los sitios web de la ARESEP (www.aresp.go.cr), del ICE (www.grupoice.com) y del Ministerio de Hacienda de la Nación (www.hacienda.go.cr).

todo en recursos hídricos.

▶ Ley que establece el monopolio del recurso geotérmico a favor del ICE, Ley N° 5961, del 6/12/1976.

▶ Ley N° 7848 de aprobación del TM-MEAC, además designa al ICE como agente único de Costa Rica con reconocimiento para operar en el mercado regional.

▶ Ley de Fortalecimiento y Modernización de las Entidades Públicas del Sector Telecomunicaciones, Ley N° 8660, que da al ICE opciones de asociación empresarial.

▶ Ley N° 7200. Ley de Generación Autónoma o Paralela, octubre de 1990. Reformada por Ley N° 7508, de mayo de 1995, que regula la generación autónoma o paralela en el primer capítulo y los BOT en el segundo.

▶ Ley N° 8723. Ley Marco de Concesión para el Aprovechamiento de las Fuerzas Hidráulicas para la Generación Hidroeléctrica. Establece el marco regulatorio para otorgar concesiones para el aprovechamiento de las fuerzas hidráulicas para la generación hidroeléctrica.

▶ Ley N° 8345. Participación de las Cooperativas de Electrificación Rural y de las Empresas de Servicios Públicos Municipales en el Desarrollo Nacional, marzo 2003, que regula la participación de las cooperativas de electrificación rural y de las empresas de servicios públicos municipales en la generación, distribución y comercialización de energía eléctrica.

▶ Ley N° 7447. Ley de Uso Racional de la Energía.

▶ Ley N° 7789. Ley de transformación de la ESPH en una sociedad anónima de utilidad pública (Ley N° 5889).

▶ Ley N° 7799, reforma de la Ley de creación de la JASEC (Ley N° 3300).

▶ Ley N° 2 del 8 de abril de 1941, creación de la CNFL.

Actualmente Costa Rica está en un proceso de transición para reformar la Ley General de Electricidad para lo cual existen tres propuestas de proyectos de ley:

▶ Proyecto de la Administración Arias Sánchez (N° 17666) – apertura del mercado mayorista de generación.

▶ Proyecto de las Cooperativas de Electrificación Rural

(N° 17811) – sistema eléctrico con comprador único en generación.

▶ Proyecto de la Administración Chinchilla Miranda (N° 17812) – especie de híbrido entre mercado mayorista y monopolio de generación.

La comisión especial, nombrada el 22 de setiembre del 2010 por la Asamblea Legislativa, deberá recopilar las propuestas legislativas, estudiar, dictaminar y proponer las reformas legales necesarias en materia de electricidad. Esta comisión está compuesta por nueve diputados de los diferentes partidos que actualmente están activos en Costa Rica (tres del PLN, dos del ML, dos del PAC, uno del PUSC, uno del PASE). La comisión tomó la decisión de discutir primero el modelo de industria eléctrica y ha abierto el espacio para que los diferentes entes del mercado eléctrico realicen comparecencias ante esta, lo anterior finaliza en marzo del 2011. Posteriormente se iniciará el período de analizar y discutir los proyectos de ley a fondo.

3.1.6 Panamá

En Panamá, la Secretaría Nacional de Energía (SNE) es la encargada de establecer la política y la estrategia en el sector energético ejerciendo la posición de rector. Anteriormente, estas funciones estaban asignadas entre Comisión de Política Energética (COPE/MEF) adscrita al Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) y la Dirección Nacional de Hidrocarburos y Energías Alternativas.

Por otra parte, a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) le corresponde la función de Ente Regulador de los Servicios Públicos de Panamá. Esta tiene independencia en el ejercicio de sus funciones y está sujeta a la fiscalización de la Contraloría General de la República. Entre sus obligaciones está regular y controlar las actividades del sector eléctrico con el fin de garantizar la prestación eficiente de este servicio, establecer metodologías para la fijación de la tarifa, emitir regulaciones, otorgar licencias y concesiones, entre otras.

El marco legal con el cual se rige el subsector eléctrico se basa en la siguiente normativa:⁸³

▶ Ley N° 6, de febrero de 1995. Autorizó el otorgamiento

83. Las leyes se encuentran en el sitio web de la ASEP (www.asep.gob.pa) y el Centro Nacional de Despacho (www.cnd.com.pa)

de concesiones para la generación a entes privados.

- ▶ Resolución 317, de octubre de 1995. Reglamenta la Ley N° 6, de febrero de 1995.
- ▶ Ley N° 6, por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad, del 3 de febrero de 1997. Establece los lineamientos generales para la venta de acciones de las empresas de generación y distribución del Estado. Abre el espacio para la realización de transacciones de mercado no reguladas entre agentes de mercado. Esta ley recibió el mismo N° 6, que la antes citada.
- ▶ Decreto Ejecutivo N° 22 del 19 de junio de 1998, por el cual se reglamenta la Ley N° 6⁸⁴.
- ▶ Decreto Ley N° 10, del 22 de febrero del 2006, mediante el cual se reorganiza el Ente Regulador de los Servicios Públicos bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.
- ▶ Ley N° 57, de Octubre del 2009. Se realizaron modificaciones a algunos artículos de la Ley N° 6 de 1997.
- ▶ Resolución JD-3460 de 19 de agosto del 2002. Procedimiento para otorgar concesiones de generación.
- ▶ Ley N° 45 (4 de agosto del 2004). Régimen de incentivos para el fomento de sistemas de generación hidroeléctrica y de otras fuentes nuevas, renovables y limpias⁸⁵. En octubre del 2010, se presentó a la Asamblea Nacional el anteproyecto de Ley N° 088, que pretende reformar a algunos artículos de la Ley N° 45, dado que no benefician proyectos de energía eólica, biomasa y mini hidroeléctricas.

3.2 Incentivos para proyectos de energía renovable

En Centroamérica, todos los países han creado leyes específicas que promueven el desarrollo de proyectos de energía renovables, a excepción de Costa Rica que no tiene una ley definida. A continuación se mencionan las leyes de incentivos para cada uno de los países:

- ▶ Guatemala: Ley de Incentivos para el Desarrollo

84. Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. <http://www.cnd.com.pa/decreto22.htm>

85. Disponible en el sitio web de la Autoridad Nacional del Ambiente (ANAM) <http://www.anam.gob.pa>

de Proyectos de Energía Renovable. Decreto 52-03 Congreso.

- ▶ El Salvador: Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de Electricidad. Decreto Legislativo N° 462, de diciembre del 2007.
- ▶ Honduras: Decreto 70-2007. Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables, de octubre del 2007.
- ▶ Nicaragua: Ley N° 532. Ley para la promoción de generación eléctrica con fuentes renovables (abril del 2005)
- ▶ Costa Rica: artículo 17 de la Ley N° 7200 y Capítulo IX, artículo N° 38 de la Ley N° 7447. Regulación del uso racional de la Energía.
- ▶ Panamá: Ley N° 45 de agosto del 2004.

En general, todos los países de la región otorgan la exención de derechos arancelarios para las importaciones de maquinarias y equipos durante las etapas de pre-inversión e inversión. Países como El Salvador y Nicaragua incluyen también exoneración para líneas de sub-transmisión.

Asimismo es asociada la exención del Impuesto del Valor Agregado (IVA), excepto en El Salvador y Costa Rica. Otra exoneración considerada es la exención del Impuesto sobre la Renta (IR) a partir de la entrada en operación comercial, sin incluir Costa Rica y Panamá. Ambas exenciones son por períodos de 10 años.

Los impuestos del ingreso proveniente de las ventas de las Reducciones Certificadas de Emisiones del Mecanismo de Desarrollo Limpio están exentos en El Salvador y Nicaragua. En el caso de Panamá, se establece también un 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.

Algunos de los incentivos específicos y de mayor relevancia en cada país son los siguientes:

- ▶ Guatemala: exención del Impuesto a las Empresas Mercantiles y Agropecuarias (IEMA), la validez de todos estos es por un período de 10 años.

► Honduras: las plantas de energía renovables recibirán de la ENEE un contrato por 10 años a una tarifa 10% mayor que el costo marginal de corto plazo⁸⁶. Adicionalmente, los contratos de suministro tendrán una duración máxima de 20 años. Exoneración del Impuesto sobre la Renta y retenciones sobre los pagos de servicios u honorarios contratados.

► Nicaragua: será obligación de las distribuidoras incluir dentro de sus procesos de licitación la contratación de energía y/o potencia eléctrica proveniente de centrales eléctricas con energía renovable con plazo mínimo de 10 años. Exoneración de todos los impuestos municipales sobre bienes inmuebles, por un período de 10 años a partir de la entrada en operación. Esta exoneración será de un 75% en los tres primeros años, de 50% en los siguientes cinco años, y del 25% en los últimos dos años.

► Costa Rica: el único incentivo que se contempla es el otorgamiento a las empresas desarrolladoras las mismas exoneraciones que el ICE, en la importación de maquinaria y equipo para conducción de agua, así como para generar, controlar, regular, transformar y transmitir energía eléctrica⁸⁷.

► Panamá: las 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. Por otra parte, se estableció además una preferencia de un 5% en el precio evaluado, a los proyectos que utilicen fuentes renovables de energía, en cada uno de los concursos o licitaciones en los que participen⁸⁸.

Síntesis

Se observa que en todos los países de la región (verTabla 20), se han creado incentivos para las energías renovables. No obstante, en algunos países, estos estímulos no son lo suficientemente atractivos para generar mayor inversión en el sector. Por otra parte, muchos desarrolladores de proyectos, se han encontrado ante la dificultad de poder cumplir con todos los requisitos para beneficiarse de los incentivos creados.

El incentivo que se destaca en toda la región es la exoneración de imputaciones tributarias para la importación de equipos. En la mayoría de países, esta exención es válida por 10 años. Adicionalmente, destacan la exención del Impuesto del Valor Agregado (IVA) y el Impuesto sobre la Renta (IR), los cuales tienen vigencia de cinco a 10 años, dependiendo del tamaño del proyecto.

Honduras es el único país que ofrece un precio superior durante la contratación de energía proveniente de fuentes renovables, lo que representa un incentivo atractivo para los desarrolladores de proyectos. Asimismo, Panamá ofrece una ventaja para proyectos hidroeléctricos que generen menos de 10 MW, ya que se les exonera del cargo de transmisión y distribución. Sin embargo, incentivos para proyectos eólicos y de biomasa no existen, dejando a estas tecnologías sin estos beneficios.

En síntesis, los incentivos para atraer nueva inversión en generación en esta región son heterogéneos y los países con incentivos más débiles dependerán de la intervención gubernamental para la construcción de nuevas centrales de generación.

86. En el caso de proyectos de más de 50 MW, el incremento se extiende a 15 años.

87. Artículo N° 17 de la Ley N° 7200.

88. En el artículo N° 155 de la Ley N° 6 de 1997.

Tabla 20 – Comparativo de los incentivos más destacados de Centroamérica

INCENTIVO	GUATEMALA(1)	EL SALVADOR	HONDURAS	NICARAGUA	COSTA RICA	PANAMÁ
Exención de derechos arancelarios para las importaciones	x	x(2)	x	x	x	x
Exención del IVA	x		x	x		x
Exención del IR	x	x(3)	x	x		
Exención impuestos CERs – MDL		x		x		x(4)
Contratación de un % de energía renovable en licitaciones				x		
Cargo por transmisión y distribución exento (primeros 10 MW)						x
Precio superior ER comparado a otras tecnologías			x			

Notas:

(1) Exoneración por 10 años.

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

(3) Exoneración por 10 años para proyectos hasta 10 MW, entre 10 y 20 MW es por cinco años.

(4) 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.

3.3 Mercado Eléctrico Regional (MER)

El Mercado Eléctrico Regional (MER) es un mercado de energía eléctrica que 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.

Dicho Tratado Marco está integrado por los gobiernos de las Repúblicas de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá, y fue suscrito por los mismos en 1996. Entró en vigencia en 1998 y, desde entonces, provee el marco jurídico regional. Este tratado considera el interés de las partes mencionadas anteriormente, en 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.

Objetivos del MER

- a. Optimizar los recursos energéticos usados para el abastecimiento regional de electricidad.
- b. Permitir el desarrollo de proyectos de generación para abastecer la demanda regional.
- c. Viabilizar el desarrollo de las redes de transmisión regional.
- d. Aumentar la confiabilidad y eficiencia económica en el suministro de electricidad.
- e. Homogenizar los criterios operativos de calidad, seguridad y desempeño.
- f. 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 del 2006. A partir de junio del 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. 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 2009, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) de México.

Durante el período que va 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.

Desde el 2002 hasta la actualidad, el MER está operando bajo el Reglamento Transitorio, 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 el Reglamento Definitivo del MER, el cual fue aprobado en el 2005.

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 formaliza el CDMER (Consejo Director del MER dentro del contexto SIEPAC) y 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 año 2010, entró en vigencia parcial el Reglamento Definitivo del MER y se espera entre en vigencia por completo en el segundo semestre del 2011. Este ya no va a funcionar solamente como un mercado de intercambios de energía, 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). En el RMER también se establece la administración de la Red de Transmisión Regional (RTR), se constituye un régimen tarifario para remunerar la Línea del SIEPAC, se implantan sanciones de incumplimiento y se establece la parte comercial.

El Proyecto SIEPAC

El Proyecto del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC), construirá una nueva línea de transmisión, cuyos propietarios son las empresas eléctricas estatales de la región, más otros

tres socios extra-regionales⁸⁹. 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:

- ▶ La formación y consolidación progresiva de un 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
- ▶ El establecimiento de 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 de la Línea SIEPAC. En 2005

licitó internacionalmente las obras, cuya construcción comenzó en 2006 y se extenderá hasta 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 15 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, el cual se implementará en forma gradual, sin embargo desde noviembre del 2010, se energizó el primer tramo de la red que está en pruebas (subestación Veladero – Panamá y Río Claro – Costa Rica)⁹⁰. 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.



Fuente: Figura tomada de la MEMORIA EOR 2008-2009

89. Endesa de España, CFE de México, e ISA de Colombia son los 3 socios extra-regionales de la Línea SIEPAC.

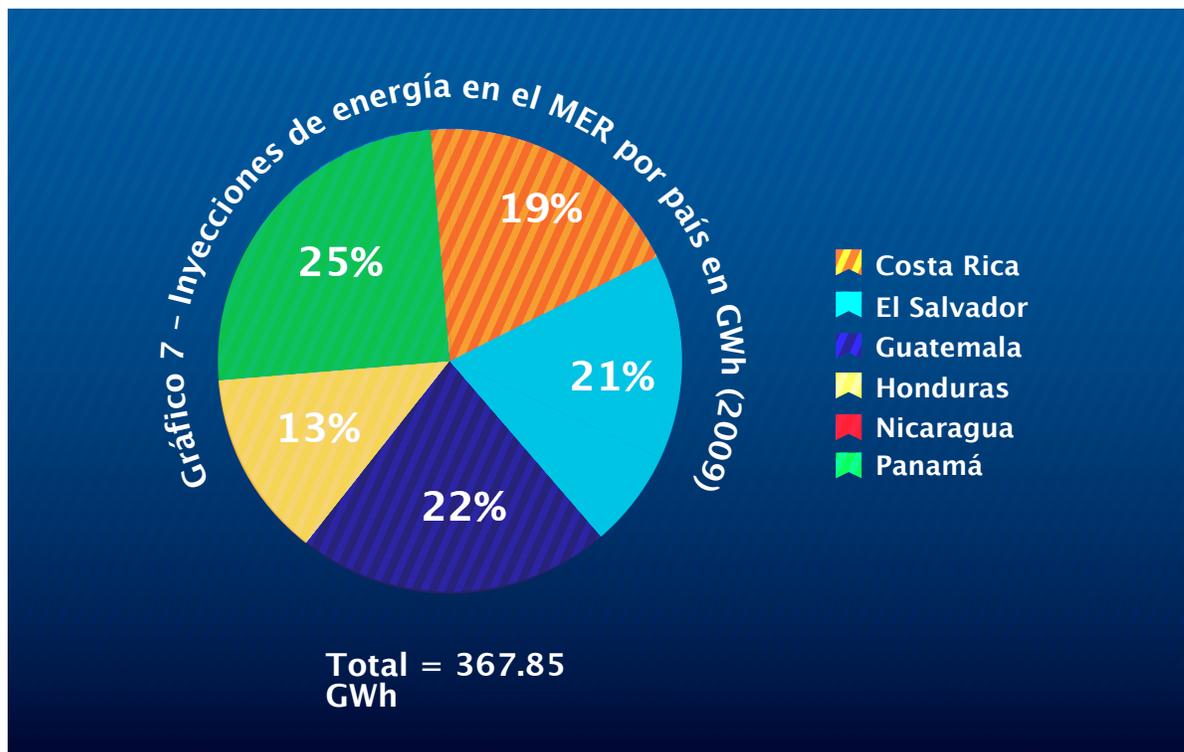
90. Ver por ejemplo El Periódico, 2010

Participación de cada país dentro del MER

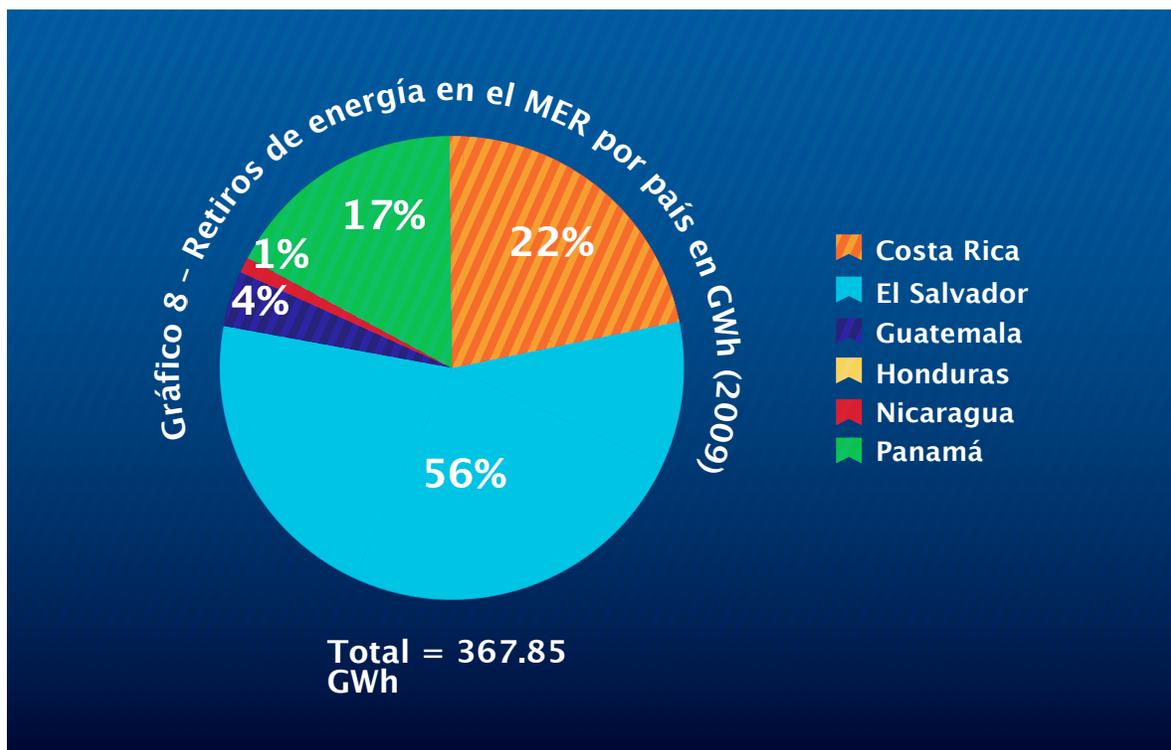
Estadísticas del MER 2009

Durante el período de enero a diciembre del 2009, el total de energía neta comercializada ascendió a 367.85 GWh. El país que reflejó el mayor volumen de ventas al MER fue Panamá (25.04%), seguido por

Guatemala (22.23%) y El Salvador (21.31%). Por el lado de las compras de energía, El Salvador fue el país con las mayores importaciones, pues compró 56.09% de energía, seguido por Costa Rica (22.27%) y Panamá (17.34%). Además, como puede observarse en los gráficos, Nicaragua fue el país que menos vendió en la región (0.37%); a la vez, Honduras fue el país que realizó menos compras en el MER (0.06%).



Fuente: MEMORIA EOR 2008 - 2009



Fuente: MEMORIA EOR 2008 – 2009

La energía comercializada por país dentro del MER en el 2009, se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 21 - 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	13.88
El Salvador	37.5	180.39	40.87	25.94	78.37	206.32	0	127.95
Guatemala	79.92	2.74	1.84	11.23	81.76	13.97	67.79	0
Honduras	46.16	0.12	0	0.11	46.16	0.23	45.93	0
Nicaragua	0	0.34	1.38	1.28	1.38	1.62	0	0.24
Panamá	86.34	59.07	5.78	4.69	92.12	63.77	28.35	0
Total regional	317.12	318.12	50.73	49.73	367.85	367.85	142.07	142.07

Fuente: MEMORIA EOR 2008 – 2009

Acciones generales de los países miembros

El Tratado Marco establece que los gobiernos de cada país deben procurar que el mercado evolucione hacia estados cada vez más competitivos, y establecer las condiciones propicias para el desarrollo de plantas de generación eléctrica de carácter regional, en consistencia con el desarrollo eficiente del mercado regional.

Así mismo, el mercado debe evolucionar gradualmente de una situación inicial limitada hacia una más amplia, abierta y competitiva, apoyándose en la infraestructura existente y futura, tanto nacional como regional.

A pesar de la integración y unificación que busca el MER en relación a sus países miembros, los desarrolladores de proyectos se deben regir primeramente por la legislación y normativa nacional. Por ejemplo, las concesiones para realizar cualquier proyecto serán dadas tomando en cuenta las leyes nacionales de cada país y el desarrollo de su matriz energética. Así mismo, los estudios técnicos para realizar un proyecto a nivel regional, tienen que cumplir primeramente con la legislación local del país y posteriormente con los requisitos a nivel regional. En este ámbito, la EOR debe revisar los estudios técnicos presentados por cada desarrollador y el cumplimiento de los mismos en relación a los criterios de calidad, seguridad y desempeño desde el punto de vista eléctrico. Posteriormente la CRIE entrega las autorizaciones, tomando en cuenta las revisiones y las aprobaciones del EOR y de cada país.

Por otro lado, la implementación de la medición comercial, es un punto estratégico para hacer viable el mercado. En los nodos, que es donde se harían las transacciones comerciales, dentro del segmento de la red interna, existen muchos puntos donde no existe medición comercial, o donde el medidor no cumple con las características necesarias para ser parte de dicha medición a nivel regional. Por ende cada país debe realizar las inversiones necesarias para implementar las mediciones que pide el RMER, ya sea mediante la compra de nuevos medidores comerciales o actualización de los existentes. En este ámbito, el ICE de Costa Rica está haciendo actualmente esfuerzos con respecto a estos medidores para cumplir con lo expuesto por el MER⁹¹.

91. Según entrevista con la EOR, en El Salvador, diciembre del 2010.

En el ámbito de la transmisión, Costa Rica tiene actualmente una serie de metas nacionales para que se cumplan los compromisos de aumentar la capacidad de porteo del país, que va a afectar posteriormente la línea regional. Según el UEN CENCE (instancia del ICE), la capacidad actualmente nacional es muy limitada, por ende se está en el proceso de incorporar nuevas líneas de transmisión importantes, que van a aumentar esa capacidad, como por ejemplo la llamada Río Macho, el Este y San Miguel. El país también se encuentra en el proceso de diseño, de una nueva subestación eléctrica en Parrita, en la provincia de Puntarenas, que será parte de la infraestructura que alimentará el proyecto eléctrico centroamericano. Todo lo anterior con el objetivo de contar con un anillo de 230 KV, lo que le va a permitir al país tener mayor capacidad de porteo. Costa Rica también se encuentra trabajando en un proyecto de aumentar la capacidad de trasiego en algunas de las líneas. Sin embargo, se han presentado atrasos en la construcción de 70 kilómetros de la línea de transmisión eléctrica (tramo entre Parrita y Palmar - Osa), debido a los litigios judiciales que enfrenta el ICE para adquirir las servidumbres de varias fincas. Sin embargo, según reportes oficiales la mayor parte de los 493 kilómetros de la Línea de SIEPAC dentro de Costa Rica se encuentra finalizada al momento de la redacción de este estudio.

Honduras, por otro lado firmó con el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), un convenio por 33.8 millones de dólares para la financiación de proyectos, tales como proyectos de suministros para la construcción de subestaciones, líneas de transmisión y adquisición de equipo de informática, para fortalecer la red de transmisión del sistema eléctrico nacional⁹². Los proyectos previstos son la construcción de la subestación de Amaratéca, la ampliación de la subestación Zamorano y el mejoramiento del servicio en los departamentos de Olancho, Francisco Morazán y El Paraíso. Otros proyectos son la ampliación de la subestación Las Flores en el departamento de Lempira, y la construcción de la línea de transmisión de dicha planta al municipio de Erandique, Lempira; la ampliación de la subestación Danlí en El Paraíso y la construcción de una línea de transmisión de esa central eléctrica hacia la comunidad del Chichicaste en el oriente de Honduras. También se construirá la línea de transmisión entre la subestación de San Pedro Sula

92. Ver por ejemplo Proceso Digital, 2011

hacia Naco, al norte del país.

Así mismo, 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. Sin embargo, y a nivel de normativa lo que sí afecta es el tema de las interfaces con el MER. Según la UT de El Salvador, debe haber una compatibilización entre el MER y el mercado local y por ende se requiere desarrollo de la UT para hacer una armonización regulatoria, entre el nuevo modelo de costos (en proceso de implementación en El Salvador) y el reglamento del RMER.

Con respecto a este mismo tema de las Interfaces, la CRIE contrató cinco especialistas y Panamá realizó contratación directa para armonizar y adaptarse al MER. Los resultados de la consultoría fueron enviados a los reguladores nacionales y actualmente (diciembre 2010) están en revisión interna.

A nivel normativo regulatorio, en el MER actúan seis países con seis mercados diferentes cada uno con una regulación particular, cuatro horizontalmente integrados (Guatemala, El Salvador, Nicaragua y Panamá) y dos verticalmente integrados (Costa Rica y Honduras). En el caso de Costa Rica que actualmente no cuenta con un mercado mayorista, sino que sólo el ICE puede comercializar electricidad dentro y fuera del país, se distancia de las prácticas que tienen los demás países y del espíritu del tratado marco que es el de estimular la libre competencia (Esto aplica únicamente hasta que se defina la nueva propuesta de ley del gobierno actual, que establece a grandes rasgos que el ICE dejaría de ser agente único, y se abriría espacio a un mercado mayorista, y por ende cada agente se sometería al reglamento del MER). Tanto Costa Rica, como los demás países deberán buscar mecanismos y realizar ajustes dentro de cada regulación nacional, para armonizar con el reglamento regulatorio del MER.

La mayoría de los países consideran el MER como una oportunidad, por la posibilidad de comprar electricidad, sin embargo actualmente muchos no tienen la capacidad instalada (cantidad de generación) suficiente (como es el caso de El Salvador) como para vender electricidad dentro de este mercado. Un reto importante será desarrollar proyectos grandes regionales. Actualmente, los únicos estudios a corto plazo que han sido presentados al EOR, son los de un proyecto en Panamá para una planta de carbón, y los de una hidroeléctrica en Nicaragua (Tumarín) de

200 MW, y otra de 200 MW de Honduras con Brasil⁹³. Si un proyecto se hace con visión regional, se pueden preparar los estudios para obtener las autorizaciones nacionales y regionales desde el inicio.

En términos generales, se deben realizar refuerzos nacionales para el MER mediante el estudio de las debilidades de cada país con respecto a la Línea del SIEPAC e identificar las medidas que hay que tomar para que las capacidades de dicha línea sean de 300 MW. Lo anterior, le permitirá a cada país realizar un presupuesto y un plan de inversión, ya sea para nuevas líneas, transformadores, tipos de transformación, necesidad de bancos de capacitores o condensadores, entre otros, y se debe promover con los bancos multilaterales el apoyo de financiamiento para las mejoras de infraestructura eléctrica de cada país. Además integrar los países de la región con políticas que incentiven el intercambio de energía entre estos últimos.

93. Fuente: EOR



SECCIÓN 4

**Definición de los aspectos
técnicos por país**

4 SECCIÓN 4: Definición de los aspectos técnicos por país

El propósito de esta sección es presentar los principales criterios técnicos empleados en los relativos sectores energéticos de los países bajo estudio. La primera parte del trabajo presenta las principales disposiciones; las similitudes y las diferencias se resaltan en el último punto.

4.1 Pequeñas centrales de generación

En todos los casos, no existe una definición específica de lo que se consideran “pequeñas centrales de generación”. Sin embargo, la mayoría de los países prevé normas selectivas – en general, de mayor flexibilidad y beneficios – para proyectos de una determinada escala. Esta es, por ende, la definición que tomaremos para centrales “pequeñas”. La normativa de cada país se resume en la Tabla 22.

4.2 Oferta firme y potencia de centrales hidroeléctricas, geotérmicas, eólicas y solares

Todos los países coinciden en la definición general de lo que se entiende por “potencia firme”; sin embargo, la manera específica de calcularla – y el nivel de detalle de cada definición – difiere según el país. **Costa Rica y Nicaragua** tienen definiciones muy generales: en el primero, la definición es establecida en los contratos de compra a generadores mientras que en la segunda, la Normativa Comercial define: “*se considera potencia comprometida aquella destinada a garantizar al compromiso de disponibilidad que asume en el Mercado de Contratos, o sea la suma de la potencia que vende en sus contratos*”⁹⁴.

Tabla 22 – Beneficios asociados a la escala de los proyectos según país

Costa Rica	No existe una definición oficial de centrales renovables “de pequeña escala” ni beneficios específicos asociados a este tipo de proyectos. Existe una definición de central de limitada capacidad en la Ley N° 7200, a saber: “Artículo 2 – Son centrales de limitada capacidad, las centrales hidroeléctricas y aquellas no convencionales que no sobrepasen los 20 mil kilovatios (20.000 KW)”. Además hay un tratamiento especial a los proyectos menores a 2 MW en el reglamento de esta ley (ver Decreto 20346-MIRENEM, artículos 4, 14, 16 y 17).
El Salvador	Plantas hasta 5 MW tienen un procedimiento abreviado para la concesión del recurso (Ley General de Electricidad). Exenciones de ISR para proyectos de hasta 10 MW (10 años) y hasta 20 MW (cinco años), según Decreto Legislativo N° 462 (Ley de Incentivos a las Energías Renovables).
Guatemala	Plantas menores a 5 MW pueden conectarse directamente a distribuidoras bajo la figura de “Generadores Distribuidos Renovables” (Reglamento de la Ley General de Electricidad, Acuerdo Gubernativo N° 256-97).
Honduras	<ul style="list-style-type: none"> – Para centrales renovables de hasta 50 MW (Decreto 85-98): exención de ISR (10 años) e incremento del 10% sobre la tarifa (15 años). – Proyectos hasta 3 MW están exentos de suscribir contratos de operación y tienen modalidad simplificada para obtener licencias (art. 16 Decreto 70-2007). – Según la última licitación disponible al momento de elaborar la presente (Licitación ENEE N° 100-1293-2009), los pequeños proyectos son aquellos hasta 14.99 MW.
Nicaragua	No existe una definición oficial de centrales renovables “de pequeña escala” ni beneficios específicos asociados a este tipo de proyectos.
Panamá	Hidroeléctricas se consideran de pequeña escala hasta los 10 MW y mediana entre 10-20 MW. Las demás fuentes renovables gozan – independientemente de su tamaño – de los mismos beneficios que las centrales hidroeléctricas pequeñas (Ley N° 45 de Incentivos a las fuentes renovables, agosto del 2004).

94. Normativa de Operación, p. 25.

En El Salvador, de acuerdo al Reglamento de la Ley General de Electricidad (incluye D.E. N° 88 de fecha 2 de julio del 2010. D.O. N° 137, Tomo N° 388 de fecha 21 de julio del 2010), art. 67-K., se define por *“la potencia que un generador tiene disponible con una alta probabilidad; la capacidad firme de una central hidroeléctrica dependerá de la aleatoriedad hidrológica, indisponibilidad forzada y de su mantenimiento. La capacidad firme de una unidad térmica o geotérmica dependerá de la disponibilidad de combustible o vapor, de su tasa de indisponibilidad forzada y de su mantenimiento programado. La capacidad firme de una unidad generadora no convencional, tal como eólica, solar, cogeneración y otras, dependerá de la aleatoriedad de su recurso primario”*.

Por su parte, la normativa de Guatemala contempla una definición rigurosa para la potencia firme según el tipo de recurso renovable utilizado (biomásico, geotérmico, hidráulico, eólico, etc.).

Oferta Firme de Guatemala⁹⁵

i. Proyectos biomásicos

La oferta firme se define según:

$$OF_i = PPR_i \times coefdisp_i$$

Donde:

PPR_i : potencia que la unidad generadora “i” es capaz de suministrar a la red bajo las condiciones de temperatura y presión atmosférica del sitio en la que está instalada, garantizada durante todo el año estacional con base en la mínima disponibilidad de combustible renovable. La disponibilidad de combustible deberá ser declarada por el agente junto con la información y metodología de cálculo requerida para la Programación de Largo Plazo. El AMM verificará la consistencia de la declaración comparándola con los registros históricos del año estacional inmediato anterior y elaborará un procedimiento técnico específico para cada combustible, en función de las características del mismo.

$coefdisp_i$: coeficiente de disponibilidad de la unidad generadora “i”, calculada de acuerdo a la metodología establecida en el Anexo 2.1 y a lo establecido en el apartado 2.4 de la Norma de Coordinación Comercial

95. Según Norma de Coordinación Comercial N° 2 (“Oferta y demanda firme”) del AMM.

N° 2 (“Oferta y demanda firme”) del AMM.

ii. Centrales eólicas

Para considerar que una central eólica tiene oferta firme, deberá fundamentar la potencia que puede garantizar a lo largo de todo el año estacional, mediante un estudio basado en registros de viento de velocidad y altura de por lo menos cinco años, considerando además la indisponibilidad forzada que se produce en la misma, como consecuencia de la pérdida de viento no previstas en la programación diaria.

La oferta firme de las centrales eólicas será igual a:

$$OF_i = \min (PP_i * coefdisp_i, EF_i / NHRM)$$

Donde:

EF_i : es la energía que es previsible producir por la central en la etapa de máximo requerimiento térmico. El generador deberá suministrar y fundamentar esta energía, que es previsible, con una probabilidad de excedencia del 95%.

$NHRM$: es el número de las horas de la etapa de máximo requerimiento térmico. La duración de la etapa será la misma que sirva de base para determinar la programación de largo plazo (según lo dispuesto en la Norma de Coordinación Comercial N° 1).

iii. Centrales hidráulicas

La simulación del comportamiento del Mercado Mayorista para el año analizado se realiza suponiendo sucesivamente la ocurrencia de un año de registros hidrológicos similar a cada uno de los años históricos con valores de caudales registrados o estimados por métodos confiables. La elección del primer año a utilizar en la simulación debe ser efectuada por el AMM de tal forma de representar la tendencia hidrológica del último registro. Como resultado de la simulación del mercado mayorista se obtendrán las series de energía correspondientes a la etapa analizada que produciría cada central hidroeléctrica en cada uno de los años hidrológicos considerados.

Luego se procede como se indica a continuación:

a) Se identifican de estas series las diferencias entre la demanda de energía de cada etapa y la producción hidroeléctrica. A estas diferencias se les denomina requerimiento térmico de la etapa. Se dispondrán para

cada etapa, tantos valores de requerimiento térmico, como series hidrológicas se hayan utilizado.

b) Para la etapa de mayor requerimiento térmico medio, se ordenan dichos valores, y se identifican las producciones de cada central hidroeléctrica correspondientes a una probabilidad de excedencia igual al 95%. A la energía así determinada para cada central, se le denomina Energía Firme (EFi).

c) Para cada central hidroeléctrica con capacidad de regulación anual, mensual, semanal o diaria, se calcula la potencia en la hora de máximo requerimiento (PHMR_i) como el menor valor entre la potencia máxima y la que resulta de dividir la Energía Firme (EFi) dentro del número de horas del periodo de máxima demanda correspondiente a la etapa identificada.

$$PHMR_i = \text{MIN} (PP_i, EF_i / NHMD)$$

Donde:

PP_i: Potencia máxima que la central generadora “i” es capaz de suministrar a la red⁹⁶.

NHMD: número de horas del período de máxima demanda correspondiente a la etapa identificada.

d) Para cada central hidroeléctrica con capacidad de regulación anual, mensual, semanal o diaria, se define la oferta firme (OF_i) de cada central hidroeléctrica i como:

$$OF_i = \text{min} (PP_i * coefdispi, PHMR_i)$$

e) Para las centrales hidráulicas de filo de agua, (definidas en la Norma de Coordinación Comercial N° 1), la oferta firme debe ser igual a:

$$OF_i = \text{min} (PP_i * coefdispi, EF_i / NHRM),$$

siendo *NHRM* el número de las horas de la etapa de máximo requerimiento térmico y *EF_i* de acuerdo a lo obtenido en el inciso b) anterior.

iv. Centrales geotérmicas

La oferta firme de las centrales geotérmicas será igual a:

$$OF_i = \text{min} (PP_i * coefdispi, EF_i / NHRM)$$

96. El apartado 2.3 de la Norma de Coordinación Comercial N° 2 establece la metodología para verificar la potencia máxima efectiva de una central.

Donde:

EFi: es la energía que es previsible producir por la central en la etapa de máximo requerimiento térmico. El generador deberá suministrar y fundamentar esta energía que es previsible con una probabilidad de excedencia del 95%.

NHRM: es el número de las horas de la etapa de máximo requerimiento térmico. La duración de la etapa será la misma que sirva de base para determinar la programación de largo plazo (según lo dispuesto en la Norma de Coordinación Comercial N° 1).

En **Panamá**, la compra de potencia firme de largo plazo se realiza a través de contratos y/o del servicio auxiliar de reserva de largo plazo. La potencia firme de largo plazo de una central hidroeléctrica o eólica, mide la potencia que dicha central puede dar garantía de entregar durante el período de máximo requerimiento previsto para el sistema con una determinada probabilidad de excedencia, dado el régimen hidrológico o de vientos de la central. La probabilidad de excedencia a utilizar debe corresponder al nivel de confiabilidad pretendido para el abastecimiento, y corresponde al riesgo de reducción en la oferta hidroeléctrica o eólica por el aleatorio hidrológico (períodos secos) o de vientos. Inicialmente, se considerará una probabilidad del 95%. Este porcentaje sólo podrá ser modificado por la ASEP si los criterios de confiabilidad vigentes lo justifican. El CND debe calcular la potencia firme de largo plazo de cada central hidroeléctrica y eólica teniendo en cuenta:

- La aleatoriedad de la hidrología o el régimen de vientos;
- Para las hidroeléctricas, las características del embalse, de existir, y su capacidad de regulación y de empuntamiento;
- Las características de la central;
- Para cada central hidroeléctrica de una cadena, la topología de otras centrales ubicadas sobre la misma cuenca, que afectan los caudales entrantes y/o capacidad de generación de la central.

La potencia firme de largo plazo de una unidad generadora térmica es su potencia efectiva, afectada por la disponibilidad que compromete al participante productor que la comercializa. Dicha disponibilidad puede ser variable a lo largo del año. Si el participante

4 SECCIÓN 4: Definición de los aspectos técnicos por país

productor asume el compromiso del 100% de su potencia efectiva, la potencia firme de largo plazo de la unidad coincidirá con su potencia efectiva.

En **Honduras** los cargos por potencia firme⁹⁷ se calculan de acuerdo a la energía entregada en horarios de punta en el mes i :

$$CPF_i = \frac{\sum \text{EnergíaHorasPunta}_i}{\# \text{HorasPunta}_i}$$

Esto tiene el propósito de brindar un incentivo adicional a los generadores que inyecten energía en las horas punta.

4.3 Energía contratable

A grandes rasgos, podemos clasificar los criterios de la energía considerada “contratable” –es decir, la energía capaz de comprometerse en contratos de largo plazo– en dos grupos. El primero de ellos asocia la energía contratable con la potencia firme contratada. El segundo grupo no impone restricciones y asume que cada participante es responsable de contratar oferta que podrá cubrir, ya sea con sus propias unidades, o bien con compras a otros participantes del mercado. Dentro de este grupo tenemos a **Costa Rica, El Salvador, Panamá y Honduras**.

Dentro del primer grupo podemos ubicar a **Guatemala** y a **Nicaragua**. En este último se define que un generador podrá comprometer a lo sumo su potencia máxima garantizable (esto es, su potencia firme)⁹⁸. El caso de Guatemala, si bien es similar, es un poco más específico ya que utiliza el concepto de potencia firme eficiente. La misma incluye a la potencia firme que, de acuerdo a las previsiones del operador del sistema, participará dentro del conjunto de centrales que abastecerán la demanda firme. La oferta firme eficiente para el cubrimiento de demanda firme se determina realizando un apilamiento con base en la eficiencia económica de los costos de generación, de la siguiente manera:

- Se coloca en la base del apilamiento, las ofertas firmes de las centrales generadoras basadas en recursos renovables.
- Se continúa el apilamiento con las ofertas firmes

de las restantes unidades generadoras, ordenadas de menor a mayor costo variable, sin considerar ninguna restricción del sistema de transporte o criterios de desempeño mínimo. El costo variable a utilizar será el promedio de los costos variables correspondientes a cada unidad de los últimos 12 meses. En el caso de una unidad o central generadora nueva, el costo que se utilizará será el promedio de sus costos variables desde su entrada en operación hasta el día en que se realiza el cálculo. Si no existiera ningún registro de costos variables para una unidad o central generadora nueva, se utilizará el valor declarado por el participante productor.

c. A las unidades generadoras apiladas y ordenadas según los incisos anteriores, cuya suma de las ofertas firmes de centrales generadoras basadas en recursos renovables y las de las restantes unidades generadoras, sea igual al valor de la demanda máxima proyectada del SIN, se les reconoce una oferta firme eficiente igual a los valores de oferta firme apilados. Si la oferta firme de la última unidad apilada resulta parcialmente considerada, se le reconoce el total de dicha oferta.

La única potencia contratable, por ende, es aquella que está incluida dentro de la oferta firme eficiente, con su consiguiente impacto en lo que se considerará energía contratable. Aquellas unidades generadoras que no hayan sido asignadas con oferta firme eficiente para el cubrimiento de demanda firme, se les reconocerá una oferta firme eficiente igual a su oferta firme que podrá ser utilizada para cubrir transacciones internacionales de corto plazo, para la prestación de servicios complementarios, pero no podrá ser utilizada para cubrir demanda firme a través de contratos.

4.4 Modelos de contratación y licitaciones de potencia y energía

La mayoría de los países centroamericanos utilizan esquemas de licitación a la hora de hacer contrataciones, principalmente entre distribuidoras y generadores; esto permite brindar estabilidad a los precios que las distribuidoras cobran a los consumidores minoristas. En esta sub-sección, presentamos una síntesis de los principales marcos regulatorios en materia de contratación de potencia, de energía, y los sistemas de contratación utilizados.

97. Esto puede variar según la licitación.

98. Normativa Comercial, p. 28.

Es importante aclarar que la validez de los postulados inscriptos en esta sección es a la fecha de la redacción de la misma. Muchas de estas normas se encuentran en constante revisión, y el uso de un esquema licitatorio no asegura que las respectivas entidades utilicen siempre el mismo tipo de esquema (de hecho, lo más frecuente es que cada licitación sea distinta a las demás). Por todo esto, se recomienda al lector confirmar la vigencia de las afirmaciones incluidas en este apartado.

Panamá

Para comercializar nueva capacidad, las distribuidoras deben licitar la cobertura del 100% de la demanda de sus clientes regulados con potencia firme, mediante actos públicos. Las licitaciones deben anunciarse con al menos dos años de antelación, aunque preferiblemente la misma debe ser de tres a cuatro años para permitir la participación de plantas en proceso de incorporación.

Las empresas de distribución preparan los pliegos de licitación, que deben cumplir con los criterios del Ente Regulador de los Servicios Públicos de Panamá y ser aprobados por este. Los plazos pueden ser de hasta 10 años y pueden incluir potencia, energía, o ambas. En un Contrato de Suministro el participante productor compromete una potencia firme de largo plazo, pudiendo el contrato establecer un requerimiento de disponibilidad-objetivo, y el participante consumidor se compromete a pagar por cada MW de potencia firme contratada que cumpla dicha disponibilidad-objetivo, de haberse establecido en el contrato dicho requerimiento de disponibilidad, independientemente de que genere o no, hasta la potencia firme de largo plazo contratada⁹⁹.

En el caso de las energías renovables, las empresas podrán optar por indexar mensualmente una fracción (indicada por la empresa de distribución) de sus precios de la energía, de acuerdo a los cambios en los costos marginales del sistema o en utilizar un precio fijo; en ambos casos, de todos modos, existe actualización por cambios en los costos de transmisión. El precio por potencia, en tanto, se indexará mensualmente (también una fracción definida por la distribuidora) de acuerdo a la evolución de los Bonos del Tesoro de los Estados Unidos de América en 30 años plazo.

99. ASEP, “Reglas para el Mercado Mayorista de Electricidad”, 4.4.5.1

Guatemala

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

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

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

Donde:

- ▶ PE_t es el precio de la energía en el período t
- ▶ PE_0 es el precio de la energía en el período inicial
- ▶ a , b y c son ponderaciones¹⁰⁰ ($a + b + c = 1$)
- ▶ F_t es el índice de precios de los combustibles; F_0 el valor inicial (no aplicable a energías renovables)
- ▶ PPI_t es el índice de precios mayorista de los Estados Unidos en el período t (PPI_0 el valor inicial)

El Salvador

Al momento de redactar el presente informe, El Salvador está atravesando una transición de un sistema basado en precios, ofrecidos por los generadores, hacia un sistema basado en costos estimados, utilizando una fórmula estándar de acuerdo a la tecnología de cada generador. Paralelamente, 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.

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

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

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

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 haya 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 suba de precios a los cambios por encima del 1.5%.

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

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

- ▶ 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

Honduras¹⁰¹

La ENEE tiene dos opciones para contratar energía: a) a través de una licitación pública, donde se define la potencia/energía a contratar y sus precios respectivos, y b) con base en la ley marco del subsector y Decreto 70-2007, en virtud de la cual el generador entrega la energía al costo marginal de corto plazo publicado anualmente por la ENEE (más los incentivos correspondientes en el caso de las energías renovables).

101. El equipo consultor tuvo acceso a los pliegos de la licitación ENEE N° 100-1293-2009 destinada a cubrir 250 MW con energías renovables. Las condiciones aquí descritas pueden variar con cada nuevo llamado a licitación.

En las licitaciones, y al igual que en la mayoría de los países de la región, se vislumbra un pago por energía y otro por potencia, ambos con una fracción ajustable por inflación. El pago por potencia persigue el objetivo de incentivar la generación en las horas punta. Los pagos se definen de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$PT_i = PP_i + PE_i,$$

$$PP_i = Q_i^P \cdot (p^{bP} + p_i^{iP}), \text{ con:}$$

$$Q_i^P = \frac{\sum E_i^{punta}}{h_i}$$

$$PE_i = E_i \cdot (p^{bE} + p_i^{iE}),$$

Donde:

- ▶ PT_i es el pago total en el mes i
- ▶ PP_i es el pago por potencia en el mes i
- ▶ PE_i es el pago por energía en el mes i
- ▶ Q_i^P es la cantidad de potencia firme en MW registrada en el mes i
- ▶ E_i es la cantidad de energía en MWh registrada en el mes i
- ▶ E_i^{punta} es la cantidad de energía en MWh registrada en el mes i durante el período punta
- ▶ h es el número de horas punta en el mes i
- ▶ p_i^{bP} (p_i^{bE}) es el precio base no indexable de la potencia firme en \$/MW (o de la energía en \$/MWh)
- ▶ p_i^{iP} (p_i^{iE}) es el precio base indexable (de acuerdo a la inflación del dólar americano) de la potencia firme en \$/MW (o de la energía en \$/MWh) del mes i

De este modo, los participantes de la licitación ofrecen los respectivos precios (p_b^P , p_b^E , p_o^{iP} , p_o^{iE}). El plazo puede ser de hasta 30 años.

Nicaragua

En Nicaragua los contratos son suscriptos en forma directa entre los distribuidores y los generadores; esto es, no existe actualmente la obligación de realizar un proceso licitatorio. Por ende, los plazos, precios, tipo de pagos (por potencia y/o energía), etc., quedan determinados de manera interna entre las partes (es importante destacar que actualmente se analiza pasar a un sistema de licitaciones. Ver por ejemplo: Canal 15, 2010).

Costa Rica

Actualmente, el ICE está facultado para establecer licitaciones de bloques de energía para contratar proyectos de energías renovables bajo el esquema “BOT” (Construir, Operar y Transferir). El empresario desarrolla el proyecto bajo un contrato con un plazo máximo de 20 años, comprometiéndose a transferirlo al ICE sin costo al final de dicho plazo. El ICE utiliza contratos con tarifas monómicas (pagos por energía y potencia unificados en la tarifa), o bien con cargos por capacidad adicionales al pago por energía.

En los contratos donde la tarifa es monómica, el precio puede ajustarse semestralmente de acuerdo al índice de precios mayoristas de los EEUU. La parte indexable del precio es la correspondiente a las tareas de operación y mantenimiento; sin embargo, esta fracción es establecida por el oferente en su propuesta económica.

Los contratos que prevén pagos por disponibilidad (potencia) y energía utilizan un sistema más complejo para determinar los pagos. El pago por disponibilidad del bloque de potencia para un período de facturación k (PD_k) es el pago que realizará el ICE al contratista como contraprestación por tener a su disposición las unidades para que sean despachadas a su conveniencia. Este pago se determinará sobre la base de la potencia contractual, a través de pagos mensuales de acuerdo a la expresión:

$$PD_k = \frac{PC \times PP}{12} \cdot FC_k, \text{ donde:}$$

PD_k	=	Pago por disponibilidad para el período de facturación k , en dólares (US\$)
PC	=	Potencia contractual vigente para el período de facturación, expresada en kilovatios (KW)
PP	=	Precio de la potencia (monto fijo anual que reconocerá el ICE por concepto de disponibilidad del bloque de potencia)
FC_k	=	Factor de cumplimiento del período k

El factor de cumplimiento corrige el pago por disponibilidad cuando la disponibilidad del bloque de potencia sea menor a la estipulada en el programa de

despacho (usualmente se considera el bloque entre las 6:00 y las 21:00 horas, ambas inclusive).

Se determina el factor de cumplimiento ponderado para el bloque de potencia durante el período de facturación k (FC_k) mediante la siguiente ecuación:

$$FC_k = \frac{\sum_{x=1}^{x=m} \left(\sum_{i=1}^{i=n} F_{xi} \right)}{m \times n}, \text{ donde:}$$

FC_k	=	Factor adimensional que refleja el cumplimiento del programa de despacho correspondiente al período de facturación k
F_{xi}	=	Factor de cumplimiento de la disponibilidad de la unidad x del bloque de potencia durante la hora i del período de Facturación k .
m	=	Cantidad de unidades de generación que contempla el bloque de potencia
n	=	Cantidad de horas del período de facturación donde se verifica el cumplimiento de la disponibilidad.

Para cada hora i se determinará un factor de cumplimiento (F_{xi}) para cada unidad de generación “ x ” del bloque de potencia, confrontando los valores de Potencia Solicitada (PS_{xi}) de acuerdo con lo consignado en el programa de despacho con el valor de Potencia Mínima Registrada (PMR_{xi}) para esa hora en los dispositivos de registro de dicha unidad de generación en particular, de acuerdo con lo siguiente:

- Si $PMR_{xi} \geq 0.98 * PS_{xi}$, entonces $F_{xi} = 1$
- Si $PMR_{xy} < 0.98 * PS_{xy}$, entonces $F_{xi} = 0$

En tanto, el pago por energía para un período de facturación k (PE_k), se procederá de la siguiente manera:

- Se determina la cantidad de energía máxima a reconocer para cada hora i (EM_i), tomando en cuenta la potencia de operación consignada en el programa de despacho para esa hora en particular (usualmente, incluyendo el período entre las 22:00 y las 5:00

4 SECCIÓN 4: Definición de los aspectos técnicos por país

horas, ambas inclusive) cuando el ICE lo incluya en el programa de despacho.

EM_i = Cantidad teórica de energía asociada a la potencia solicitada para la hora i , de acuerdo con lo consignado en el programa de despacho. Se obtiene de multiplicar el valor de Potencia Solicitada (PS_i) por un intervalo de una hora y se expresa en kilovatios - hora (KWh)

► Se determina la cantidad de energía entregada para cada hora i (EE_i),

EE_i = Cantidad real de energía entregada por el contratista para la hora i , de acuerdo con las lecturas oficiales. Se determinará como la diferencia entre los registros de energía del medidor oficial correspondientes a esa hora i y la hora anterior ($i-1$) y se expresa en kilovatios - hora (KWh)

► Se determina la cantidad de energía a reconocer para cada hora confrontando la cantidad de energía entregada por el contratista con la cantidad máxima de energía a reconocer. Para determinar la energía a reconocer para cada hora, se seguirá el siguiente procedimiento:

Sea:

ER_i	=	Cantidad de energía a reconocer para la hora i , expresada en kilovatios-hora (KWh).
EM_i	=	Cantidad de energía máxima a reconocer para la hora i , expresada en kilovatios-hora (KWh).
EE_i	=	Cantidad real de energía entregada por el contratista en la hora i , expresada en kilovatios-hora (KWh).

a) Si $EE_i < EM_i$, entonces $ER_i = EE_i$,

b) Si $EE_i \geq EM_i$, entonces $ER_i = EM_i$.

► Se determinan la cantidad de energía a reconocer para cada día j del período (ER_j), así como la cantidad de energía adicional solicitada por el ICE para ese día (EA_j) mediante las siguientes ecuaciones:

$$ER_j = \sum_{i=6}^{i=21} ER_i \quad \text{y} \quad EA_j = \sum_{i=0}^{i=5} ER_i + ER_{22} + ER_{23}$$

Donde:

ER_j	=	Cantidad de energía a reconocer para el día j , expresada en kilovatios - hora
EA_j	=	Cantidad de energía adicional para el día j , expresada en kilovatios - hora
ER_i	=	Cantidad de energía reconocida para la hora i , expresada en kilovatios - hora
i	=	Horas del período, en donde el número representa el inicio del período. Por ejemplo, 6 representa el período de tiempo entre las 6:00 horas y las 6:59 horas.

► Se determina el pago por concepto de energía correspondiente a cada día j mediante la siguiente ecuación:

$$PE_j = P \times ER_j + \left(\frac{P \times EA_j}{5} \right)$$

Donde:

PE_j	=	Pago por energía para el día j , en dólares (US\$).
ER_j	=	Cantidad de energía a reconocer para el día j , en kilovatios-hora (KWh).
EA_j	=	Cantidad de energía adicional para el día j , en kilovatios-hora (KWh).
P	=	Precio por kilovatio-hora vigente y expresado en dólares por kilovatios-hora (US\$ / KWh).

► Se determina el pago por concepto de energía correspondiente al período de facturación k mediante la siguiente ecuación:

$$PE_k = \sum_1^n PE_j$$

Donde:

PE_k	=	Pago por energía para el período de facturación k , en dólares (US\$).
PE_j	=	Pago por energía para el día j , en dólares (US\$).
n	=	Cada uno de los días del período de facturación k .

4.5 Programación y despacho

Aunque en general existen muchas similitudes, el marco regulatorio del sector eléctrico de cada país imprime cierto nivel de especificidad, en la manera en que el operador del mercado realiza el despacho. En líneas generales, los despachos se realizan de acuerdo a los contratos de los generadores con los distribuidores y en los términos (precios y cantidades) acordados entre los mismos. La energía del mercado de ocasión, en cambio, se realiza por uno de dos criterios: de acuerdo a **precios** ofertados por los generadores o bien, de acuerdo a los **costos** del sistema. Este último mecanismo es hoy por hoy el más utilizado, ya que para que los precios reflejen efectivamente los costos sería necesario un número grande de firmas generadoras en competencia, algo que por el tamaño de los mercados y su relativamente reciente implementación, es difícil de garantizar. Una ventaja adicional de los sistemas basados en costos es que permiten modelar con suficiente detalle las condiciones del mercado, en particular, las restricciones impuestas por el uso de cada tipo distinto de tecnología, algo particularmente relevante para las renovables, ya que en la mayoría de los casos sus restricciones son significativamente mayores a las de las unidades térmicas que utilizan combustibles fósiles (por ejemplo, incertidumbre para predecir con exactitud los caudales y vientos disponibles, restricciones dadas por la capacidad de almacenaje de los reservorios, etc.).

En el caso de **Costa Rica**, hemos visto que el actor principal es el ICE: participa en la planificación, las compras, en la generación, en la transmisión y la comercialización. El órgano de dicha empresa a cargo del despacho de la electricidad es el Centro

Nacional de Control de Energía (CENCE), que también se encarga de comercializar (a nivel mayorista) regionalmente la electricidad y del planeamiento operativo. El CENCE realiza despachos diarios, usando criterios de optimización económica y de acuerdo a la disponibilidad de los recursos, dentro de los cuales el más importante es el caudal de los ríos y la capacidad regulatoria de cada una de las centrales. La energía encargada de la carga base es principalmente la proveniente de recursos hidráulicos y geotérmicos, dentro de las cuales podemos destacar la proveniente del Proyecto Hidroeléctrico de Cachí, con más de 100 MW de capacidad nominal. Por lo general, los precios pagados a los generadores privados por toda la energía despachada se encuentra pactada de antemano en los contratos de largo plazo.

En **El Salvador**, la UT es la encargada de programar y despachar la energía del SIN, operando el sistema de transmisión, manteniendo la seguridad del sistema y asegurando la calidad mínima de los servicios. También la UT tiene la responsabilidad de coordinar con el EOR las transacciones de energía que realiza El Salvador con otros países a nivel centroamericano; realiza el despacho programado del mercado de contratos y se encarga de realizar el pre-despacho. En este, cada participante del mercado mayorista envía una previsión de su generación –con base en los excedentes respecto al mercado de contratos– y ofertas de oportunidad. El pre-despacho busca administrar el cubrimiento de la demanda a mínimo costo y evitando o anticipando congestiones en las líneas y transformadores de la red. En la versión más reciente del Reglamento de Operación del sistema de transmisión y del mercado mayorista, el precio del mercado *spot* es determinado, ya no a partir de los precios ofrecidos por los generadores, sino mediante un modelo¹⁰² basado en los costos de producción y demás parámetros y restricciones de la red (compromisos bilaterales, pérdidas, flexibilidad de las ofertas, restricciones técnicas y operativas, capacidad de regulación, etc.).

El sistema de **Guatemala** funciona de manera similar. El ente AMM realiza el despacho con criterios económicos, de eficiencia y seguridad, reconociendo como pago a los generadores el costo marginal de corto plazo de la energía en cada hora, definido como “el costo en que incurre el sistema eléctrico para suministrar un kilovatio-hora (KWh) adicional de energía a un determinado nivel de demanda de

102. El modelo recibe el nombre de Sistema de Administración del Mercado (SAM).

4 SECCIÓN 4: Definición de los aspectos técnicos por país

potencia y considerando el parque de generación y transmisión efectivamente disponible. El Costo Marginal de Corto Plazo corresponde al máximo costo variable de las unidades generadoras, en el Nodo de Referencia, que fueron convocadas por el Despacho Económico y resultaron operando en función de su costo variable de acuerdo al resultado del programa diario, respetando los requerimientos de servicios complementarios¹⁰³. Para la programación se utilizarán los siguientes modelos¹⁰⁴:

a) Modelos de demanda para cada hora de días hábiles, de fines de semana típicos y feriados;

b) Modelo simplificado del SIN, considerando solo las interconexiones más importantes, para estudios de simulación de generación;

c) Modelos de flujos de cargas de corriente alterna (AC) para los estudios complementarios y para identificar eventuales restricciones de transmisión que pudieran obligar a efectuar despachos forzados;

d) Modelo simplificado de pérdidas en el sistema de transmisión.

e) Modelo de optimización hidrotérmica con capacidad para cálculo de valor del agua de las centrales hidroeléctricas con embalse de regulación anual; consideración de los costos de las fallas en máquinas, demanda interrumpible y de compra mínima de energía obligada de los contratos existentes.

Similar es el caso de **Panamá**, donde la operación integrada del despacho de carga la ejerce el CND, dependiente de ETESA. El costo variable aplicable al despacho del mercado de ocasión está dado por¹⁰⁵:

a) El costo variable de operación para la generación térmica definido en el Reglamento de Operación.

b) El valor del agua para las centrales hidroeléctricas, calculado por el CND de acuerdo a lo que se establece en estas reglas comerciales y las reglas técnicas y operativas del Reglamento de Operación;

c) El precio ofertado de importación en la interconexión, que para el caso de los contratos será el declarado al CND por el participante nacional, y para el caso de la

importación de ocasión será el informado por el EOR.

d) El precio ofertado por autogeneradores y cogeneradores que venden excedentes (que son los únicos que ofertan precios).

En **Honduras** no existe un mercado *spot*; la ENEE adquiere la energía de los generadores privados a precios pactados en los respectivos contratos. Los recursos renovables tienen prioridad para el despacho sobre cualquier otro tipo de generación. El despacho lo realiza el CND, dependiente de la ENEE.

El caso de **Nicaragua** es el único donde el enfoque está centrado principalmente en precios. En el caso de los contratos a largo plazo, estos son acordados de manera directa entre las partes; y en el caso del mercado de ocasión, cada generador realiza una oferta de precio y cantidad junto con el pre-despacho. El organismo encargado de operar y despachar el SIN en Nicaragua es el CNDC, adscrito a ENATREL.

4.6 Valorización de las condiciones de vertimiento

El vertimiento de un reservorio de una central hidroeléctrica se da cuando los afluentes son tales que la central, para preservar la seguridad del dique, necesita hacer realizar una descarga de agua. Sin embargo, el vertimiento también puede darse por fallas en el sistema de transmisión que inhabiliten la operación de la central con el consiguiente desperdicio del recurso hidroeléctrico.

Ninguno de los países analizados dispone de una normativa específica respecto a las condiciones de vertimiento; sin embargo, todos ellos abarcan la temática al regular la operación y el despacho de las centrales. En caso de vertimiento, los países con despachos económicos (**El Salvador, Panamá, Nicaragua, Guatemala**) asignan un costo de oportunidad igual a cero al agua de esa central, por lo que la energía de la misma pasa a tener máxima prioridad en el despacho, en la medida que el mismo sea técnicamente factible (por ejemplo, algunas centrales térmicas con base en carbón tardan mucho tiempo hasta lograr alcanzar su producción máxima. Una central de este tipo no podría ser relegada en la prioridad por una central hidroeléctrica con vertimiento, a menos que este último vaya a tener una duración lo suficientemente prolongada como para justificar la salida de operaciones de la central térmica). El sistema

103. AMM, Norma de Coordinación Comercial No 4.

104. AMM, Norma de Coordinación Comercial No 1.

105. Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de los Servicios Públicos.

de operación y despacho por costos (utilizado por todos estos países, con excepción de Nicaragua¹⁰⁶) garantiza también que la prioridad en la generación de estas centrales se asigne en forma creciente de costos (en primera instancia la de menores costos, luego la siguiente, y así sucesivamente).

También es difícil que se produzca un vertimiento “ineficiente” (esto es, que se desperdicie recurso hídrico cuando se están operando centrales más costosas) en los países sin un despacho económico. En **Honduras**, la ENEE otorga prioridad a los recursos renovables sobre cualquier otro tipo de recurso de acuerdo a la Ley N° 70-3007. La ENEE solo exceptúa el despacho obligatorio y preferencial de los generadores privados si sus propias centrales están derramando. En **Costa Rica**, las centrales térmicas constituyen una minoría y las mismas se utilizan casi con exclusividad en las cargas punta, cuando las hidráulicas ya están trabajando a su máxima capacidad.

4.7 Regulación de frecuencia y reservas operativas¹⁰⁷

La frecuencia se debe mantener en todo momento dentro de los límites de calidad de servicio requeridos en un sistema interconectado. Para ello, los generadores deberán contar en sus máquinas con equipos que permitan una regulación automática de su producción, para equilibrar los requerimientos variables del consumo. A esta regulación se la denomina Regulación Primaria de la Frecuencia (RPF). Dicha regulación tiene como objetivo corregir automáticamente los desequilibrios instantáneos entre producción y consumo. Para que esta regulación sea efectiva las máquinas que regulan deben ser despachadas por debajo de su carga máxima y así disponer de un margen de potencia, con respecto a su potencia máxima operable, denominado reserva regulante.¹⁰⁷

Ante cualquier variación de carga, la acción de control de la Regulación Primaria de la Frecuencia permite recuperar el balance entre la potencia consumida y la potencia demandada, pero no logra resolver efectos no deseados como:

- ▶ La frecuencia queda desviada respecto a la de referencia.

106. El Salvador ha incorporado dicho sistema recientemente.

107. En Honduras no existe una normativa específica sobre este aspecto.

- ▶ El reparto del incremento de carga de los generadores queda determinado por sus estatismos, por lo que en general no se cumplirán los flujos de potencia programados entre áreas.

La regulación secundaria de frecuencia, permite corregir estos dos efectos a través de un control denominado Control Automático de Generación (AGC, “*Automatic Generation Control*”), devolviendo al sistema a la frecuencia de referencia y manteniendo los flujos de potencia programados. El margen de reserva utilizado para la regulación secundaria de frecuencia recibe el nombre de reserva operativa, la cual es distinta y adicional a la reserva regulante. En la mayoría de los casos, las reservas regulantes son obligatorias y se establecen como un porcentaje de la demanda y su precio va incluido en su cargo por potencia; en cambio, la reserva operativa suele ser voluntaria y los generadores reciben un cargo adicional por su provisión.

En **El Salvador**, la reserva regulante es obligatoria. La Unidad de Transacciones (UT) asignará el cubrimiento de la reserva rodante a inyección y/o a retiros de la red en función de:

- a) Estar el Operador o Participante del Mercado habilitado técnicamente por la UT para prestar dicho servicio;
- b) Los precios de las ofertas de oportunidad;
- c) El compromiso de reserva que ofertan;
- d) El resultado de la operación real.

El margen de reserva rodante requerido, incluyendo los sistemas eléctricos de los países con los que el sistema de transmisión esté interconectado, y con los que exista el compromiso de compartir el servicio auxiliar de reserva rodante, estará calculado como un porcentaje de la demanda de potencia. Para cada intervalo de mercado, la UT calculará el margen requerido para reserva rodante, la cual será la suma del aporte de la reserva para Regulación Primaria de Frecuencia y la reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia estará bajo “Control Automático de Generación” (CAG). Cada “grupo generador a programar”¹⁰⁸, que tenga que ser despachado para cubrir el faltante de reserva de otro participante del mercado, recibirá un pago por su energía generada multiplicado por el precio que ofertó a la UT, la que calculará el monto total a pagar para cubrir la reserva entre estos grupos, con faltantes en forma proporcional a su reserva faltante.

108. Grupo de unidades ubicadas en una misma central.

4 SECCIÓN 4: Definición de los aspectos técnicos por país

En cuanto a la reserva operativa, cada “grupo generador a programar” que cumpla con los requisitos técnicos para participar en el servicio de CAG está obligado a presentar su oferta para este servicio, con una reserva igual al porcentaje requerido para dicho servicio auxiliar, de acuerdo con las condiciones existentes. Cada día, la UT asumirá que cada uno de estos grupos habilitados, ofrece el porcentaje de reserva para CAG, salvo que en su oferta de oportunidad informe un porcentaje distinto. De ser el porcentaje informado menor que el establecido, se deberá informar la justificación técnica de esta reducción. El precio a pagar por el servicio de regulación secundaria de frecuencia bajo CAG, se expresará como un porcentaje del precio del MRS en que se ubica la inyección. Los generadores que deseen participar en el aporte de dicho servicio auxiliar podrán competir ofreciendo un porcentaje menor, en cuyo caso la UT asignará la reserva en orden creciente del precio ofertado.

En el caso de **Guatemala**, toda unidad generadora deberá operar obligatoriamente con el margen de reserva para regulación primaria de frecuencia que establezca el Administrador del Mercado Mayorista (AMM). El precio de la energía tiene en cuenta la reserva adoptada para regulación de frecuencia y, por lo tanto, en la remuneración total horaria de la energía a los generadores ya está incluida una remuneración adicional debido a la reserva regulante con que opera el mercado mayorista. La magnitud de esta reserva será del 3% de la generación en cada hora. El AMM calculará el saldo de reserva rodante regulante en cada hora para cada unidad generadora, sumando a la potencia disponible en dicha reserva, la reserva rodante regulante de otras unidades generadoras con las cuales existan contratos de compra, restándole la de unidades con las cuales existan contratos de venta y restando, además, el valor mínimo de reserva rodante regulante requerido en la programación.

Los participantes productores podrán realizar ofertas de reserva operativa para la prestación del servicio para las unidades generadoras habilitadas por el AMM, las cuales deben estar instaladas dentro del área de control del SIN. El mencionado administrador liquidará para cada unidad generadora a la que se le asigne reserva rodante operativa, un importe equivalente a valorar el margen de potencia asignado en una hora al precio de la oferta presentada por el participante productor.

En **Nicaragua**, el requerimiento de reserva para RPF se considera responsabilidad y obligación de todas las unidades generadoras sincronizados al SIN de

manera proporcional a su generación, calculada como un 5% de la demanda momentánea. Pueden cubrir este requisito ya sea con reserva rodante propia o comprada a terceros. La reserva es notificada por el CNDC en el pre-despacho. Con criterio técnico y de acuerdo a las características de los Grupos Generadores Despachados (GGD), el CNDC distribuirá la reserva rodante de cada grupo entre reserva para regulación primaria de frecuencia, reserva para regulación con CAG, y reserva para regulación complementaria (terciaria), según sea el caso. Cada hora el CNDC calculará el precio de la reserva rodante con el precio de oportunidad, dado por el precio de la energía en el mercado de ocasión a determinada hora.

El servicio de reserva operativa en Nicaragua lo brindan las unidades habilitadas por sus condiciones técnicas para CAG, en cuyo caso la reserva es 2.5% de la demanda momentánea; para el pago se utiliza el mismo criterio que en la reserva regulante. Solo la reserva terciaria es voluntaria.

En **Panamá**, el margen de reserva rodante será inicialmente del 5% de la demanda de punta proyectada (incluyendo la exportación). El Centro Nacional de Despacho, (CND), podrá modificar este margen como resultado de la operación aislada o en coordinación con el EOR. El CND cubrirá los requerimientos de regulación primaria y secundaria de acuerdo a la disponibilidad de estos servicios. La reserva rodante será aportada por todos los generadores sincronizados al SIN en forma proporcional a su capacidad disponible. Se eximen de esta obligación los generadores eólicos, además, los hidráulicos por motivos de vertimientos.

En tanto, las unidades disponibles para regulación secundaria de frecuencia serán aquellas que puedan ser manejadas por el CAG y que cuenten con una rampa mínima de 5 MW o más por minuto. Las unidades con capacidad de regulación secundaria se sincronizarán en orden de costo variable ascendente, para cubrir la necesidad de regulación secundaria.

En **Costa Rica**, por último, todos los servicios auxiliares (entre los que se incluyen los de reservas circulantes y operativas, los cubre el ICE). Los siguientes requisitos son los establecidos para sus centrales¹⁰⁹; aquí se transcriben a título orientativo, ya que, ante una modificación en el marco regulatorio que permita cubrir servicios auxiliares con generadores privados, es posible que los requisitos estén basados en los que actualmente deben cumplir dichas plantas.

109. Norma UEN CENCE NCO-01 (2005)

En cuanto a reservas primarias, las hidroeléctricas deben cumplir lo siguiente:

- a) El estatismo permanente debe ser de 5.0%.
- b) La banda muerta debe ser de 0.04 Hz.
- c) El gobernador debe funcionar establemente en cualquier condición de operación. Los parámetros de los gobernadores de plantas hidroeléctricas se deben ajustar para que la planta sea estable y con un amortiguamiento adecuado al operar a plena carga (caudal de diseño en la tubería de presión) con una carga resistiva aislada. En caso de que el gobernador tenga varios modos o juegos de parámetros para operación aislada y operación conectada a un sistema, se introducirán parámetros iguales en cada juego. No se cambiará el modo de operación de los gobernadores por medio de mediciones de variaciones de frecuencia.
- d) Se considera que un gobernador de una planta hidroeléctrica tiene un amortiguamiento adecuado cuando el estatismo transitorio es:

$$\text{Est. Trans.} = 1.0 \cdot (TW/H)$$

y el tiempo de relajación es:

$$Tr = 5.0 \cdot TW$$

donde TW es el tiempo de arranque de la tubería de presión y H es la constante de inercia. Los resultados deben ser comprobados por medio de simulaciones (en caso de gobernadores PI o PID se utilizarán parámetros equivalentes de acuerdo a IEEE Feb.92, *Hydraulic Turbine and Turbine Control Models For System Dynamic Studies*).

- e) Los gobernadores deben operar libremente sin los limitadores de carga aplicados.

La regulación secundaria la ejecuta el Control Automático de Generación (CAG) operado por el CENCE. Las unidades geotérmicas y eólicas no están obligadas a cumplir con estos requisitos para regulación secundaria. Las unidades de generación que sí participan de esta última deberán:

- a) Estar capacitadas para recibir pulsos de los gabinetes CAG en la referencia de potencia del gobernador.
- b) Deben contar con un conmutador local/remoto y los medios para enviar las señales de indicación al gabinete del CAG.

- c) Las rampas de subida y bajada de carga se ajustarán para no sobrepasar los valores máximos recomendados por el fabricante de la turbina.

- d) El CAG podrá variar en forma continua la generación de las unidades hidroeléctricas desde la potencia mínima de operación a la potencia máxima.

4.8 Transacciones de desvíos de potencia

Las transacciones de desvíos de potencia son aquellos intercambios en el mercado mayorista, en el cual los participantes negocian excedentes (o faltantes) de potencia comprometida en contratos entre sus participantes (en Honduras y Costa Rica esto no aplica ya que a la fecha no existe un mercado mayorista sino un esquema de comprador único).

En el caso de **Guatemala** las transacciones de desvíos de potencia tienen prácticamente un mercado específico, con un conjunto de reglas precisas que permiten definir exactamente cuándo existe un excedente (o un faltante) y cómo el mismo es comercializado. Esto es regulado en la Norma de Coordinación Comercial N° 3 del ente Administrador del Mercado Mayorista. En este mercado, existe un precio de referencia de la potencia, igual al costo marginal de inversión para instalar una unidad de generación de punta (incluyendo la inversión requerida para la conexión eléctrica de la central con el SIN), calculado como US\$/KW mensuales en términos de una anualidad.

Sin embargo, la mayoría de los países de la región comercializan los excedentes de potencia dentro del mismo mercado *spot* o de ocasión. Tal es el caso de **Nicaragua** y **Panamá**, donde los generadores establecen el precio de oferta para sus excedentes de potencia. En el caso de Panamá existe otra operatoria similar: los Contratos de Reserva, que introducen la opción de comprar sobrantes sujetos a una condición específica (al igual que en cualquier contrato de opciones).

En el caso de **El Salvador**, los excedentes se comercializan en términos de energía y no de potencia, por lo que no aplica la figura de los desvíos de potencia.

4 SECCIÓN 4: Definición de los aspectos técnicos por país

4.9 Condiciones para la exportación e importación de energía

Cada país presenta sus propias normas respecto a la importación y exportación de energía y potencia, desde y hacia otros países interconectados a la red eléctrica doméstica. El propósito de este apartado es repasar las principales normativas de cada uno de ellos. En el caso de Costa Rica, el ICE es el único actor del mercado eléctrico facultado para importar o exportar energía.

Guatemala:

De acuerdo a lo regulado en la Norma de Coordinación Comercial N° 10 del Administrador del Mercado Mayorista, se podrán realizar transacciones de importación y exportación de acuerdo a los siguientes tipos:

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

b) Transacciones firmes: son transacciones de importación y exportación de largo plazo realizadas a través de contratos firmes.

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

Un importador es el participante del mercado mayorista que realiza actividades de importación de conformidad con lo siguiente:

a) Un distribuidor, que importa electricidad a través de contratos firmes suscritos según las bases de licitación aprobadas por la CNEE para el abastecimiento de los usuarios finales.

b) Un generador, que importa electricidad para el respaldo de sus contratos de venta en el mercado mayorista.

c) Un comercializador, que importa electricidad para su comercialización en el mercado mayorista.

d) Un gran usuario participante, que importa electricidad para su propio consumo por medio de contratos.

En tanto, un exportador es el generador o comercializador del mercado mayorista que realiza actividades de exportación de conformidad con lo siguiente:

a) Un generador o comercializador que realiza transacciones de exportación de corto plazo, para lo cual deberá contar con oferta firme eficiente no comprometida en contratos, exportaciones, o en la prestación de servicios complementarios, como mínimo por la cantidad máxima que desea exportar en cada día, incluyendo el Coeficiente Adicional de la Demanda ("CAD", relación entre la Demanda Máxima Proyectada y la Demanda Total Neta Estimada).

b) Un generador o comercializador que realiza transacciones de exportación a través de contratos firmes, para lo cual deberá contar con oferta firme eficiente para cubrir demanda firme, que no se encuentre comprometida en contratos, exportaciones o en la prestación de servicios complementarios, como mínimo por la cantidad que desea exportar, incluyendo el Coeficiente Adicional de la Demanda (CAD).

c) Un distribuidor que realiza transacciones de exportación de corto plazo cuando, (derivado de los contratos suscritos resultado de las licitaciones establecidas en el artículo 65Bis del Reglamento de la Ley General de Electricidad), resulta con excedentes de energía y potencia.

El Salvador¹¹⁰:

La Unidad de Transacciones (UT) es la responsable de realizar la coordinación operativa y comercial de la importación y exportación de energía eléctrica. La UT administrará las transacciones bilaterales correspondientes a contratos de importación y exportación de acuerdo a lo establecido en el reglamento del mercado eléctrico regional, coordinado por el Ente Operador Regional (EOR).

110. Regulado por el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista (Cap. 11)

Cada contrato de importación o de exportación será informado a la UT como una transacción bilateral; dicha información será suministrada por el participante del mercado nacional y confirmada por el participante del mercado extranjero a la UT a través del EOR. La información a presentar, además de las requeridas a todo participante de mercado, incluirá lo siguiente:

- a) La identificación del participante del mercado extranjero;
- b) La identificación del participante del mercado nacional;
- c) Tipo de operación (importación o exportación);
- d) La notificación que acepta como propias las transacciones bilaterales que dicho participante del mercado nacional informe referidas a energía de inyección o retiro, según corresponda, en la interconexión internacional para el participante del mercado extranjero, y período de validez de dicha notificación.

Cada contrato de importación será considerado como un generador ubicado en el nodo de interconexión internacional. El participante del mercado nacional deberá tener en cuenta que su transacción estará sujeta a los cargos asociados que surjan de la importación, según lo establezca la legislación del sector.

La UT tiene la responsabilidad de suministrar la información de transacciones bilaterales y las ofertas de oportunidad de operaciones de importación o exportación al operador del correspondiente país interconectado, de acuerdo a los protocolos acordados de intercambio de datos.

Todas las transacciones internacionales estarán sujetas a las mismas condiciones que las del mercado nacional, excepto que en un convenio internacional entre las autoridades competentes se especifiquen condiciones distintas o especiales. Los cargos o créditos que surjan dentro del mercado como resultado de las transacciones bilaterales internacionales serán asignados al participante del mercado nacional.

Las ofertas de transacciones de oportunidad con países interconectados serán intercambiadas entre la UT y el operador de cada país. Las ofertas de importación y exportación de oportunidad deben cumplir los mismos plazos y procedimientos y ser administrados con la misma metodologías que las ofertas de oportunidad de los participantes del mercado nacionales.

Cada importación de oportunidad ofertada será considerada como un generador ubicado en el nodo de interconexión internacional, sin transacciones bilaterales, y con una oferta de oportunidad de inyección en el nodo de interconexión internacional que corresponda a la importación de oportunidad ofertada. La remuneración de las importaciones se realizará aplicando las mismas reglas establecidas para los participantes del mercado nacional, de acuerdo con los precios ofertados, el bloque de potencia despachado, y considerando los cargos asociados a dichas importaciones.

Cada exportación de oportunidad será considerada como un retiro (usuario final) ubicado en el nodo de interconexión internacional, sin transacciones bilaterales, y con una oferta de oportunidad de consumo en dicho nodo, igual a la exportación de oportunidad requerida. El oferente deberá tener en cuenta que de ser aceptada la exportación, la UT le asignará la responsabilidad de pago por los cargos asociados a dicha operación de exportación.

La UT y cada operador intercambiarán la información de ofertas de oportunidad de importación y exportación. Los cargos o créditos que surjan como resultado de exportación o importación al MRS serán descontados o agregados al monto que resulta de la venta o compra internacional. El saldo neto será liquidado por la UT al operador respectivo para que dicho organismo lo liquide como corresponda en las transacciones de dicho país.

Panamá¹¹¹:

Los contratos de importación y exportación deben cumplir los requisitos definidos para el mercado de contratos, y serán administrados de acuerdo a los mismos procedimientos que los contratos nacionales salvo las diferencias que se explicitan en las reglas comerciales.

Para permitir una adecuada y eficiente coordinación, el intercambio de información comercial para la administración de los contratos de importación y exportación en el mercado debe ser canalizado entre el CND, EOR y el operador del correspondiente país. El CND debe asignar los cargos o créditos que surjan como resultado de un contrato de importación dentro del mercado de Panamá, ya sea el mercado ocasional o compensaciones de potencia (para contratos de

¹¹¹. Regulado por las Reglas Para El Mercado Mayorista De Electricidad (cap. 13).

importación de potencia), o pérdidas o servicio por uso de red de transmisión, al participante nacional que es la parte compradora. Para un contrato de exportación deben ser asignados al participante nacional por ser la parte vendedora.

Para la autorización de un contrato de importación o exportación, el CND deberá verificar lo siguiente:

- a) Cumple todos los requisitos indicados en las presentes reglas comerciales.
- b) Existe capacidad disponible en las interconexiones internacionales en las que se realizará el intercambio, de acuerdo a los criterios de calidad y seguridad vigentes y teniendo en cuenta la capacidad ya asignada a contratos de largo plazo.

Un contrato de importación o exportación se considerará de largo plazo si cumple con los siguientes requisitos:

- a) Son informados al ente regulador y al CND con por lo menos treinta días calendario de anticipación al inicio efectivo de las transacciones.
- b) Tienen un compromiso establecido de cantidades de energía a entregar o recibir, o un compromiso de potencia firme por un plazo no menor que 12 meses.

Un contrato de importación o exportación de corto plazo será considerado como un compromiso de ocasión. Todo contrato de importación o exportación que no cumpla los requisitos de contrato de largo plazo se considerará contrato de corto plazo. En la administración de la capacidad en interconexiones internacionales, la energía requerida por un contrato de largo plazo tendrá prioridad sobre la energía requerida por un contrato de corto plazo, teniendo en cuenta dichas características.

En tanto un contrato de exportación que cumpla los requisitos de largo plazo no esté autorizado por no cumplir los requisitos referidos a seguridad de suministro del mercado nacional, deberá ser autorizado provisoriamente por el CND como contrato de exportación de corto plazo.

Un participante que presente un contrato de importación con compra de potencia de otro país deberá incluir en sus cláusulas la manera en que el CND podrá verificar la disponibilidad de dicha potencia. Esta forma podrá incluir la participación del operador del otro país o del EOR, y debe contar con los medios y reglamentos para cumplir estas funciones.

Un participante nacional podrá vender por contratos de exportación energía y/o potencia, siempre y cuando:

- a) Disponga de esta energía y/o potencia, y no esté comprometida en otros contratos o en el servicio de reserva de largo plazo;
- b) Cumpla los requisitos que se definen en las presentes reglas comerciales, y
- c) No sea requerida por el CND para atender el mercado nacional.

La empresa de otro país que compra a través de un contrato de exportación debe cumplir para la energía y/o potencia contratada los procedimientos y plazos que se definen para un participante consumidor nacional.

Para cumplir el requisito de prioridad al abastecimiento del mercado nacional, el participante productor, o sea, la parte vendedora de un contrato de exportación de largo plazo deberá presentar al CND un estudio de seguridad de suministro de tal plazo, para demostrar que dicho contrato no afectará la seguridad de suministro del mercado nacional. La autorización del contrato requerirá que dicho estudio demuestre que, para el plazo de vigencia del contrato, existe potencia suficiente en la República de Panamá, excluyendo la potencia a exportar, para el abastecimiento de la demanda prevista del mercado nacional con la reserva para confiabilidad establecida, en las condiciones hidrológicas históricas registradas. La demanda a utilizar será la correspondiente al último Informe Indicativo de demanda aprobado por la ASEP.

El CND sólo podrá rechazar un estudio de seguridad de suministro de largo plazo de un contrato de exportación si presenta un Informe que demuestra que alguno de los datos utilizados no cumple los requisitos establecidos en estas reglas, o que un estudio similar demuestre que los resultados son incorrectos. En caso de conflicto, el CND deberá enviar ambos estudios (el suyo y el del participante productor) a la ASEP que decidirá en instancia última, pudiendo para ello requerir, mediante asesoría de terceros independientes, un estudio adicional y/o el análisis de los estudios realizados.

Para cumplir el requisito de prioridad al abastecimiento del mercado nacional, el CND deberá administrar los contratos de exportación de corto plazo según los criterios de interrumpibilidad que se establecen en las reglas comerciales.

Se entiende por energía o potencia requerida por el CND para atender el mercado nacional, la requerida:

a) En contrato de largo plazo autorizados, para las condiciones previstas en el Estudio de Seguridad de Suministro de Largo Plazo según los criterios establecidos en las reglas comerciales.

b) En contrato de corto plazo, para las condiciones previstas dentro de los plazos de preaviso que se indican en los criterios para la administración de la interrumpibilidad de contratos de exportación.

Las ofertas y requerimientos de transacciones de ocasión con países interconectados deben ser intercambiados entre el CND y el EOR, y corresponden a intercambios de oportunidad. Se entiende por importación y exportación de ocasión a la que resulta entre el mercado ocasional de la República de Panamá y el mercado ocasional del otro país o, de no existir este tipo de mercado en el otro país, el despacho económico del sistema eléctrico del otro país.

Las ofertas de importación y exportación de ocasión para el mercado ocasional deben cumplir los mismos plazos y procedimientos y ser administrados con el mismo procedimiento que las ofertas y consumos en el mercado ocasional para participantes nacionales (excepto en lo que se refiere a criterios de interrumpibilidad establecidos en las Reglas Comerciales).

El CND modela la importación de ocasión como un generador ubicado en el nodo de interconexión con una potencia y/o energía igual a la importación de ocasión ofertada; y modela la exportación de oportunidad como un gran cliente que compra en el mercado mayorista ubicado en el nodo de interconexión, con una potencia y/o energía igual a la exportación de ocasión requerida.

El CND debe calcular los cargos o créditos que surjan como resultado de importación en el mercado ocasional y descontarlos o agregarlos al monto que resulta de la venta de la energía importada en dicho mercado. Debe además liquidar el saldo neto al EOR para que dicho organismo lo liquide como corresponda en este país.

Nicaragua¹¹²:

El CNDC tiene la responsabilidad en Nicaragua de realizar la coordinación operativa y comercial de las operaciones de importación y exportación con el organismo responsable de cada país involucrado.

El intercambio de información comercial para la administración de los contratos de importación y exportación en el mercado debe ser canalizado por la parte local dentro del contrato. La coordinación en la interconexión internacional se realizará entre el CNDC y el operador del correspondiente país.

El CNDC debe asignar los cargos o créditos que surjan dentro del mercado como resultado de un contrato de importación o exportación a la parte local de dicho contrato.

Las ofertas de transacciones de ocasión con países interconectados deben ser intercambiadas entre el CNDC y el operador de cada país, con los mismos plazos y procedimientos de administración que las ofertas de generación y demanda flexible, en el mercado de ocasión de los agentes del mercado.

El CNDC modela la importación de ocasión como un generador ubicado en el nodo de interconexión con una potencia y/o energía igual a la exportación de ocasión ofertada. De corresponder el pago de cargos asociados a la importación (por ejemplo cargos por uso de la red de transmisión o cargo por pérdidas) los mismos deben ser adicionados por el CNDC, al precio ofertado en la interconexión internacional para obtener el precio ofertado en el mercado de ocasión. Opcionalmente, el operador del otro país podrá requerir ofertar directamente en el mercado de ocasión e incluir en el precio ofertado, los cargos a pagar en el mercado mayorista de Nicaragua.

El CNDC modela la exportación de oportunidad como un gran consumidor ubicado en el nodo de interconexión, con una potencia y/o energía igual a la exportación de ocasión ofertada o requerida. De corresponder pago de cargos por la exportación realizada, los mismos deben ser adicionados por el CNDC al precio del mercado de ocasión para obtener el precio considerado como ofertado en el nodo de interconexión. Es responsabilidad del operador del otro país adicionar los cargos que correspondan a

112. Regulado en el Título 11 de las Normas de Operación Comercial.

4 SECCIÓN 4: Definición de los aspectos técnicos por país

dicha operación para obtener el precio en el mercado de ocasión de dicho país. Opcionalmente, el CNDC podrá requerir ofertar directamente en el mercado de ocasión del otro país e incluir en el precio ofertado sus estimaciones de cargos a pagar.

Para cada hora, el CNDC debe calcular los cargos o créditos que surjan como resultado de **importación** en el mercado de ocasión y descontarlos o agregarlos al monto que resulta de la venta de la energía importada en dicho mercado. Dicho organismo debe liquidar el saldo neto al operador del otro país para que el organismo correspondiente lo liquide en este país, de la manera preestablecida. Del mismo modo, el CNDC debe calcular los cargos o créditos que surjan como resultado de una **exportación** en el mercado de ocasión y descontarlo de la remuneración que reciba por la venta en el mercado de ocasión del otro país. Este monto neto se repartirá entre los agentes que resulten vendedores durante esa hora en el mercado de ocasión, en forma proporcional a su venta.

Honduras:

El artículo N° 3 del Decreto 70-2007 faculta a los privados a vender su producción a terceros dentro o fuera de Honduras, pagando el peaje al dueño de la red. Por no existir una operadora del despacho, el mismo queda a criterio de las partes que intervienen en la transacción.

4.10 Requerimientos de conexión exigidos a las pequeñas centrales de generación

En general, los requisitos para la interconexión de un generador con la red de transmisión son los mismos, indistintamente de que se trate de un proyecto de pequeña o gran escala y del tipo de combustible utilizado. Este apartado repasa país por país los requisitos solicitados para la conexión de unidades generadoras a las redes de transmisión de los respectivos sistemas interconectados nacionales.

Guatemala¹¹³:

Todo nuevo usuario que requiera el acceso a la capacidad de transporte existente deberá presentar una solicitud a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica que contenga:

- Descripción de las características técnicas de las instalaciones del generador y las de vinculación con el servicio de transporte de energía eléctrica.
- Fecha en que se prevé poner en servicio sus nuevas instalaciones.
- Demanda o generación que prevé serán intercambiadas en el punto de conexión, para un período de cuatro años.
- Estudios técnicos del efecto de su conexión sobre la red de transmisión.
- Constancia de la presentación a la entidad ambiental correspondiente de los estudios ambientales requeridos, según el tipo de instalación.

Los estudios técnicos del inciso d) deberán permitir la verificación de¹¹⁴:

- ▶ El funcionamiento del Sistema Nacional Interconectado o sistemas aislados, en estado estático;
- ▶ Los límites de transporte de energía eléctrica en los sistemas de transporte afectados;
- ▶ El funcionamiento del sistema estudiado ante transitorios electromecánicos y electromagnéticos como resultado de diferentes perturbaciones y maniobras.

Los estudios a presentar por el solicitante deberán tener el detalle necesario para poder demostrar que la conexión o instalación propuesta es técnicamente factible en el marco del sistema existente o con adecuaciones.

113. Basado en las Normas de Estudios de Acceso Al Sistema de Transporte, las Normas Técnicas de Acceso y Uso de la Capacidad de Transporte y el Reglamento de la Ley General de Electricidad.

114. Fuente: Normas Técnicas de Acceso y Uso de la Capacidad de Transporte

Tabla 23 – Estudios requeridos (Guatemala)

TIPO DE ESTUDIO	TIPO DE INSTALACIÓN	
	¿Ingresa nueva generación?	¿Ingresa nueva demanda?
Flujo de cargas	Si	Si
Cortocircuitos	Si	Si (1)
Estabilidad transitoria	Si	Si (3)
Requerimientos de transporte	Si	Si
Transitorios electromagnéticos	Si	Si (4)
Detallados estabilidad transitoria	Si	Si (3)
Instalaciones de arranque en negro	Si	
Formación de islas	Si	Si (5)
Ajuste de reguladores	Si	-
Pequeñas perturbaciones	Si	-

Notas:

(1) Solo si por sus características pudiera efectuar aportes al nivel de cortocircuito;

(2) Solo si modifica la configuración del Sistema de Transporte;

(3) Cuando se producen modificaciones sensibles que afecten la calidad del servicio de la potencia o energía transportadas por el sistema;

(4) Cuando se introduzcan perturbaciones en la tensión, tales como: flicker y armónicos;

(5) Cuando la magnitud de la nueva demanda así lo requiera.

Nicaragua¹¹⁵:

Para que un agente del mercado pueda conectarse al sistema de transmisión, deberá contar en cada conexión con un convenio de conexión con el transmisor, al cual conecta físicamente sus instalaciones. El convenio de conexión deberá registrarse en el CNDC.

El transmisor sólo podrá permitir la energización de una

conexión luego de haber firmado el correspondiente convenio de conexión. Del mismo modo, el CNDC no habilitará a un agente a operar en el mercado hasta tanto el transmisor le notifique que tal agente cuenta con los convenios de conexión necesarios. En cada convenio de conexión se deberán determinar las instalaciones que quedan sujetas a la propiedad de cada parte y las que serán utilizadas en forma recíproca. Se deberán además definir los alcances de la responsabilidad de cada parte.

115. Basado en la Normativa de Transporte del Sistema Eléctrico de Nicaragua.

El convenio de conexión deberá contener como mínimo lo siguiente:

- a) Localización de la conexión.
- b) Las instalaciones dedicadas a la conexión que corresponden a cada parte.
- c) Instalaciones que se utilizarán en forma recíproca.
- d) Responsabilidades de cada parte en la operación y mantenimiento de las instalaciones dedicadas a la conexión, tanto en condiciones normales como extraordinarias.
- e) Duración.
- f) Las especificaciones del diseño de las instalaciones dedicadas a la conexión.
- g) Condiciones de ingreso a las instalaciones de cada una de las partes.
- h) Determinación del punto físico que servirá de límite entre las instalaciones de las partes.
- i) El límite de responsabilidad de las partes relativas a la calidad de servicio.
- j) Normas de seguridad que se aplicarán en las respectivas interconexiones.
- k) Mecanismos de notificación sobre trabajos que deba realizar una parte sobre las instalaciones de la conexión y los derechos de supervisión técnica de la otra parte.

En caso que un usuario no logre acordar los términos del convenio de conexión con el transmisor, una o ambas partes podrán remitirse al INE, entregando toda la documentación respectiva en su poder que ponga y la identificación de las razones de la falta de acuerdo con el transmisor.

En caso de vencer o ser rescindido un convenio de conexión, las partes tendrán un plazo de 60 días para acordar un nuevo convenio. Durante dicho plazo, a efectos de dar continuidad a la operación, seguirá vigente lo establecido en el convenio vencido o rescindido.

Para hacer uso del derecho que establece la ley en su artículo N° 30, el interesado deberá tramitar ante el transmisor propietario de las instalaciones a las cuales quiere conectarse una solicitud de acceso a

la capacidad de transporte existente. La aprobación de esta solicitud es requisito indispensable para la suscripción del convenio de conexión. Para tener derecho a presentar la solicitud, el interesado deberá presentar al transmisor correspondiente constancia expedida por el INE de que se encuentra gestionando el otorgamiento de la licencia o concesión, correspondiente a las instalaciones que pretende conectar a la red, conforme los requisitos que establece la Normativa de Concesiones y Licencias Eléctricas.

Si el acceso requiere construir nuevas instalaciones de transporte, el interesado deberá gestionar junto con la solicitud la correspondiente licencia de transmisión, conforme los mecanismos establecidos en la Normativa de Licencias y Concesiones Eléctricas aprobadas por INE.

La solicitud deberá contener, como mínimo, la siguiente información:

- a) La razón social, el domicilio legal y la actividad principal de la firma solicitante.
- b) El nombre y apellido del representante legal que firma la solicitud, así como los documentos que lo acrediten como tal.
- c) Descripción y características técnicas de las instalaciones y/o equipos del solicitante a instalar o cambiar, y el punto de vinculación con el sistema de transmisión. En el caso de ampliaciones de transporte, se debe incluir el proyecto técnico de la ampliación propuesta. Cuando se trate de instalaciones de transporte de Interconexión Internacional, deberán agregarse datos técnicos similares correspondientes a las instalaciones a disponer en territorio extranjero.
- d) Proyecto básico y especificaciones de las obras que el solicitante realizará para llevar a cabo la conexión.
- e) La fecha de habilitación del servicio requerido por el solicitante y las fechas y/o períodos en los cuales se tengan que realizar trabajos e interrupciones que alteren la operación del sistema de transmisión.
- f) Estudios del sistema de transmisión, en régimen permanente y ante transitorios electromecánicos y electromagnéticos, en su área de influencia, necesarios para verificar la factibilidad técnica de la solicitud, de acuerdo a las especificaciones indicadas en el anexo: Procedimiento Técnico para el Acceso de esta Normativa.

g) Ensayos que demuestren que las instalaciones objeto de la solicitud operarán conforme a las previsiones de los estudios, y que las mismas cumplen con los parámetros de calidad y seguridad exigidos por la normativa de operación, de acuerdo a las técnicas indicadas en el anexo: Procedimiento técnico para el acceso de la normativa de transporte del sistema eléctrico.

h) Datos debidamente documentados, sobre características técnicas, modelos, parámetros, diagramas lógicos y de bloques, planos y esquemas específicos de la instalación que se interconecta con el sistema de transmisión.

i) Toda otra información relevante para evaluar la solicitud.

Panamá¹¹⁶:

Para conectarse a la red de transmisión como generador, autogenerador o cogenerador, toda empresa deberá presentar a ETESA, con copia al CND una solicitud escrita donde expresa su deseo de realizar este propósito, presentando también en dicha solicitud escrita toda la información técnica relativa a su proyecto de generación y los correspondientes estudios que demuestren que su conexión no afectará de manera adversa al sistema de transmisión.

La solicitud de acceso presentada a ETESA; deberá ser acompañada de:

a) La información indicada en el Capítulo III de las Normas para la Expansión del Sistema, actualizadas como se indica en el artículo (NES.2.3). ETESA podrá solicitar la información complementaria de carácter técnico que sea necesaria para una mejor incorporación de la nueva instalación al SIN.

b) Los estudios requeridos que permitan verificar la viabilidad técnica de la solicitud de acceso y que demuestren que no se afecta de manera adversa al sistema de transmisión y que el mismo operará dentro de las normas de calidad de servicio establecidas en el Reglamento de Transmisión. Los estudios requeridos son:

- ▶ Estudios de flujos de carga
- ▶ Estudios de corto circuito

116. Basada en el Reglamento de Transmisión de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.

- ▶ Estudios de estabilidad transitoria

ETESA verificará que el ingreso de esta generación no producirá efectos adversos en el sistema, analizando lo siguiente:

- a) Si afecta la capacidad de transmisión del sistema.
- b) Si producen sobretensiones, sobrecorrientes, corrientes de cortocircuitos u otros efectos que afecten la vida útil o excedan la capacidad de los equipos existentes.
- c) Si afecta la calidad del servicio de transmisión existente.

Una vez cumplidos los requisitos establecidos en este reglamento y en el reglamento de transmisión; será potestad del CND dictaminar cuándo un generador está en condiciones técnicas de ser operado por esta entidad.

Costa Rica¹¹⁷:

La empresa solicita la conexión al SIN, según sus necesidades, al ICE, específicamente a la Unidad Estratégica de Negocios Transporte de Electricidad, mediante nota dirigida a la Dirección General y la cual debe contener como mínimo la siguiente información:

- ▶ Ubicación física del proyecto, posibles puntos de conexión.
- ▶ Copia del estudio de pre-factibilidad del proyecto.
- ▶ Requisitos técnicos de las conexiones al SIN, de conformidad con el punto N° 8 de la Norma AR-NTGT (capacidad, curvas de operación, factor de potencia, voltaje de generación).

El ICE efectúa los estudios técnicos para analizar la viabilidad técnica y económica a efecto de determinar la viabilidad de la conexión solicitada. El ICE ofrece a la empresa generadora un punto de conexión al SIN al nivel de tensión de 24.9 KV o nivel superior, a partir del cual el usuario podrá realizar la conexión. El punto de conexión será el sistema de barras a 24.9 o 34.5 KV o tensión superior de una de las subestaciones existentes en el SIN, o el sistema de barras a 24.9 o 34.5 KV o tensión superior, de una nueva subestación que según el estudio de viabilidad técnica, se necesite construir.

117. Basado en los Procedimientos para Establecer las Conexiones al Sistema Eléctrico Nacional del INE.

4 SECCIÓN 4: Definición de los aspectos técnicos por país

Cuando el punto de conexión requiera el seccionamiento de uno o más circuitos del sistema de transmisión, el ICE procede a efectuar el diseño de las nuevas líneas (variantes) y los correspondientes módulos de maniobra en el punto de conexión.

Si la conexión es viable técnica y económicamente, pero el ICE no posee los recursos financieros para ofrecer el punto de conexión, el usuario podrá, si así lo desea, acometer con sus propios recursos la construcción del punto de conexión, siempre y cuando cumpla con los requisitos de dicho instituto y del “Contrato de Conexión”. Si la conexión no es viable técnicamente, el ICE lo comunica por escrito mediante nota al usuario.

El ICE y el usuario establecen el contrato de conexión, en el que se fijan las condiciones técnicas, administrativas y comerciales, según lo indicado en los puntos 8.3 y 8.4 de la Norma AR-NTGT¹¹⁸, y se consignan aspectos como los siguientes: las obligaciones económicas, técnicas y jurídicas que sean aplicables entre el usuario y el ICE en el sitio de conexión, se establecen los límites de propiedad de los equipos y de los predios, la terminología utilizada, la determinación del objeto y alcance del contrato en términos generales, las obligaciones que se impongan

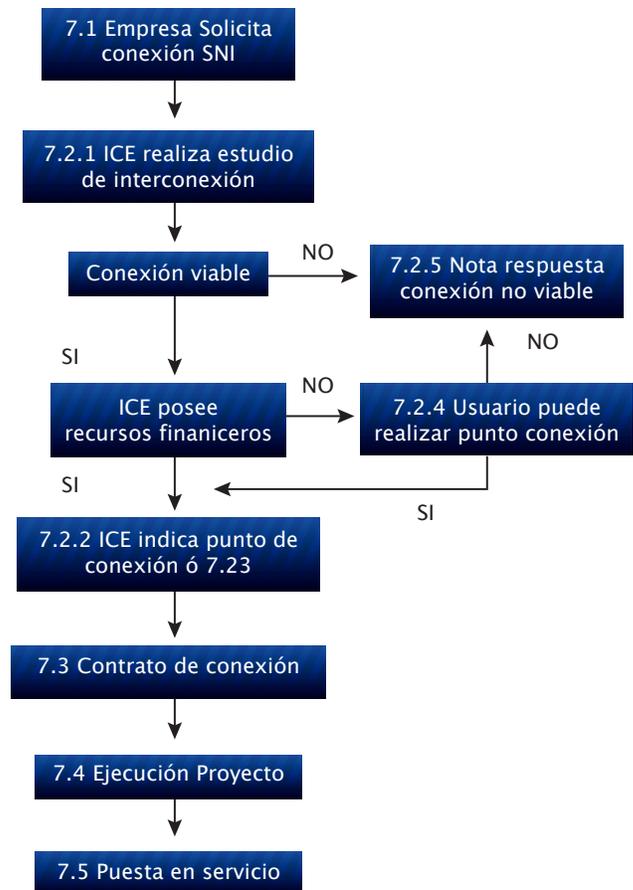
al ICE y a los usuarios, documentos que hacen parte del contrato y rigen su interpretación y alcance, cargos por conexión al sistema de transporte, y otros.

El usuario, durante la ejecución de los proyectos, presenta a la dependencia respectiva del ICE informes semestrales generales de avance de las siguientes etapas: factibilidad técnico-económica, factibilidad ambiental, estudio de impacto ambiental, adquisición de equipos y materiales y construcción.

El ICE efectúa la puesta en servicio con el fin de verificar el cumplimiento de lo estipulado tanto en el punto de conexión como en el contrato de conexión, participando para ello activamente en la puesta en servicio de las obras y recibiendo las que le correspondieran según sea el caso.

118. Esta norma está disponible en el sitio web de la ARESEP: http://www.aresp.go.cr/docs/05-DEN-2002N_RRG-2439%20Gener_y_transm.pdf

Figura 1 – Trámite de conexión al SIN (Costa Rica)



El Salvador¹¹⁹:

El operador que requiera interconectar nuevas instalaciones de generación, transmisión, distribución, modificación de instalaciones existentes o una ampliación de la potencia y condiciones declaradas, deberá presentar solicitud por escrito al transmisor, la cual deberá contener, como mínimo la siguiente información, así como los estudios y documentación correspondientes:

- Razón social, domicilio, y la actividad principal del solicitante.
- Nombre y apellido del representante legal que firma la solicitud; así como copia de los documentos que lo acrediten como tal.
- Descripción y características técnicas de las instalaciones y equipos del solicitante en el punto

119. Norma Técnica de Interconexión Eléctrica

de interconexión con el sistema de transmisión. En el caso de ampliaciones de transporte, generación o distribución, se deben incluir los criterios de diseño de la ampliación propuesta.

d) Fecha estimada de puesta en operación de la interconexión y el cronograma de construcción de las instalaciones, el cual deberá contener las fechas en las cuales se prevé que se realizarán trabajos que alteren la operación del sistema de transmisión.

e) Estudios del sistema de transmisión, en régimen permanente y ante transitorios electromecánicos y electromagnéticos, necesarios para verificar la factibilidad técnica de la solicitud, de acuerdo a las especificaciones indicadas en la presente norma.

f) El diseño y criterios de diseño de la instalación en el punto de interconexión con el sistema de transmisión.

g) El diseño del esquema de protecciones, en el punto de interconexión con el sistema de transmisión.

h) Toda otra información relevante para evaluar la solicitud.

En caso de existir deficiencias en la solicitud de interconexión, el transmisor, dispondrá de 10 días para comunicar al solicitante dichas deficiencias, para que este subsane lo observado. Recibida la solicitud de interconexión con todos los estudios e información requerida, el transmisor dispondrá de 30 días para notificar la aceptación o rechazo de la solicitud de interconexión.

Dependiendo del tipo de equipamiento a conectar al sistema de transmisión, los estudios a presentar deberán analizar específicamente los aspectos siguientes:

a) La suficiencia de la capacidad de los equipos existentes del sistema de transmisión.

b) La afectación de los niveles de tensión de la red debida a los cambios en la magnitud y, eventualmente, la dirección de los flujos de potencia, verificando que la tensión siempre se mantenga dentro de los límites de tolerancia establecidos por los criterios de desempeño mínimo, establecidos en el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP).

c) Los cambios en los niveles de sobretensión, corrientes de cortocircuito u otros factores que vuelvan no adecuado el equipo existente.

d) Los niveles de perturbación introducidos en la red, verificando el cumplimiento de los niveles máximos establecidos en el ROBCP (contenido de armónicas, parpadeo, etc.).

e) La detección de eventuales sobrecargas en equipos de subestación, tales como transformadores de corriente, transformadores de potencial, interruptores, seccionadores y pararrayos; que pudieran conducir a interrupciones del servicio.

f) Además, para el transporte de energía eléctrica de interconexión internacional, el impacto de las perturbaciones ocurridas, más allá del nodo en frontera, sobre el funcionamiento de la red de transmisión existente.

4.11 Características y limitantes de la generación distribuida

La generación distribuida consiste en un régimen simplificado que permite a pequeños generadores conectarse directamente a las líneas de distribución. Este mecanismo busca facilitar la electrificación de zonas rurales y aumentar el aprovechamiento de pequeñas fuentes de energías renovables, que verían una disminución de costos debido a evitar una etapa (la de transmisión) en la cadena de producción.

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 introduce la modalidad de generación distribuida, que permite que centrales de generación con recursos renovables cuya potencia no exceda de 5 MW, se conecten directamente a instalaciones de distribución¹²⁰. 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.

120. Ver por ejemplo:
<http://www.mem.gob.gt/Portal/Documents/lmgLinks/2009-10/1367/Generaci%C3%B3n%20Distribuida.pdf>

4 SECCIÓN 4: Definición de los aspectos técnicos por país

Los Generadores Distribuidos Renovables pueden participar en contratos con distribuidoras u otros actores del mercado mayorista y no pagarán peaje en función de transportista al distribuidor ni peaje por el uso del sistema secundario al que se encuentren conectados, debido a que deberá considerarse el uso de las instalaciones como realizadas en sentido contrario del flujo preponderante de la energía del sistema de distribución respectivo. El Generador Distribuido

Renovable pagará el peaje correspondiente al sistema principal de transporte, únicamente para los casos en los que haya comprometido su producción bajo contrato y cuente con potencia firme.

El siguiente cuadro muestra los requerimientos generales que deben ser considerados en los proyectos de generación distribuida renovable:

Tabla 24 – Requisitos para generación distribuida renovable (Guatemala)

TIPO DE CONEXIÓN	CAPACIDAD			
	MONOFÁSICO		TRIFÁSICO	
	<50 KW	<500 KW	500 KW - <20000 KW	2000 KW - 5000 KW
Pequeñas perturbaciones				
Dispositivos de interrupción (capacidad de interrumpir la máxima corriente de falla)	X	X	X	(4)
Dispositivos de desconexión (manual, con bloqueo, visible, accesible)	X	X	X	X
Dispositivo de desconexión del generador	X	X	X	X
Disparo por sobrevoltaje	X	X	X	X
Disparo por bajo voltaje	X	X	X	X
Disparo por sobre/baja frecuencia	X	X	X	X
Chequeo de sincronismo (A: Automático, M; Manual)	X - A/M (1)	X - A/M (1)	X - A/M (1)	X - A/M (1)
Disparo por sobre corriente a tierra		X - (2)	X - (2)	X - (2)
Disparo de potencia inversa		X - (3)	X - (3)	X - (3)
Si exporta, la función de la dirección de potencia puede ser usada para bloquear o retrasar el disparo por baja frecuencia.			X	X
Disparo por telemetría/transferido				X
Regulador automático de voltaje				X - (1)

Notas:

(X) - Característica requerida (sin marca = no requerida).

(1) - Requerida para instalaciones con capacidad de autosuficiencia u operación aislada.

(2) - Puede ser requerido por el distribuidor; selección basada en el sistema de aterrizamiento.

(3) - Requerida para verificar la no exportación al Sistema de Distribución, a menos que la capacidad del generador sea menor que la carga mínima que pueda tener como usuario.

(4) - El GDR con exportación al Sistema de Distribución tendrá ya sea dispositivos redundantes o los listados.

En Guatemala ya existen varios proyectos adheridos a esta modalidad. 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 relativamente 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 5 MW, de los cuales al menos 1 MW estará reservado a sistemas instalados por clientes residenciales.

Adicionalmente, la República de Honduras dispone en algunas de sus licitaciones de un esquema comparable al de generación distribuida, ya que adjudica proyectos de acuerdo a dos partidas que en última instancia dependen de la escala (la licitación utilizada en este estudio es la No 100-1293-2009, destinada a contratar 250 MW de energías renovables):

- ▶ Partida N° 1: para pequeños proyectos de generación (hasta 14.99 MW). Estos proyectos se conectan directamente en las redes de distribución (13.8 KV, 34.5 KV y 69 KV) de ENEE y los mismos contribuyen a la reducción de pérdidas y mejoran la regulación de voltaje del circuito de distribución al que se conectan.
- ▶ Partida N° 2: para medianos y grandes proyectos de generación. El contratante requiere de esta capacidad, ya que estos proyectos permitirán disminuir el despacho de energía térmica en horas pico, además estos proyectos mejoran la estabilidad de voltaje en las redes de alta tensión (69KV, 138 KV, 230 KV) y frecuencia del SIN.

De este modo, los proyectos de la partida N° 1 utilizan un esquema que en la práctica podría ser considerado un sistema de generación distribuida.

4.12 Operación y administración de centrales hidroeléctricas en cascada

La operación de las centrales hidroeléctricas, incluidas las centrales en cascada, se realiza conforme a los lineamientos de operación y despacho descritos en la sub-sección N° 4.5. El desarrollo de este tipo de esquemas ha sido dispar entre los países de la región.

Panamá cuenta con un importante número de proyectos dispuestos sobre el río Chiriquí, cuenca que genera alrededor del 60% de la energía consumida anualmente. Dentro de las centrales de este río tenemos por ejemplo las de Chiriquí, la Fortuna, Estí, Canjilones y, recientemente, la de Gualaca

(próximamente entrarán en operación las centrales hidroeléctricas Lorena y Prudencia, aguas abajo la CH Gualaca.). Otras cuencas utilizadas bajo el esquema de centrales en cascada incluyen, por ejemplo, la del río Caldera, donde operan las centrales Estrella y –río abajo– Los Valles.

Costa Rica también tiene muchos proyectos en cascada, como ser el tándem Arenal/Ingeniero Dengo y Sandillal, sobre la cuenca del río Arenal; Toro I y Toro II, sobre el río del mismo nombre; Pocosol-Agua Gata y Peñas Blancas, sobre este último río, y Cachí-La Joya, que utiliza las aguas del Río Reventazón.

El Salvador también se destaca por sus grandes emprendimientos en cascada, todos sobre el río Lempa: las centrales Guajoyo y Cerrón Grande (ambas con reservorios de regulación), y las centrales 5 de Noviembre y 15 de Septiembre (ambas a filo de agua). Todas estas son operadas por la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL).

Los proyectos en cascada de **Guatemala** incluyen centrales sobre los ríos Cahabón (Renace I y II, Chichaic, Champey, etc.) y Samalá (El Recreo, Santa María, Hidro Canadá, Montecristo).

Honduras y Nicaragua sólo tienen unos pocos proyectos (de mediana o gran escala) utilizando este tipo de esquema. En Honduras tenemos las CH Cañaveral y río Lindo (utilizando ambos aguas del Lago Yojoa), y los proyectos Los Llanitos/Jicatuyo, que se emplazarán sobre las márgenes del río Ulúa. En tanto, los proyectos Patuca I, II y III iniciarán construcción pronto, para una potencia total de 530 MW. En Nicaragua, actualmente funcionan solamente dos hidroeléctricas: Centroamérica y Santa Bárbara, ambas en cascada aprovechando el río Viejo. Sobre este mismo río, se proyectan varias incorporaciones: Larreynaga, La Sirena y El Barro.



SECCIÓN 5

Análisis y comparación de las normativas técnicas locales y regionales de proyectos de energía renovable

5 SECCIÓN 5: Análisis y comparación de las normativas técnicas locales y regionales de proyectos de energía renovable

La presente sección resume las principales características del sector energético de cada uno de los países centroamericanos. Adicionalmente, se incluyen las referencias correspondientes a las normativas del Mercado Eléctrico Regional (MER). El lector podrá encontrar una descripción más detallada de cada uno de estos aspectos en la sección N° 4. Los beneficios a las energías renovables que se otorgan independientemente de la escala se presentan en la sub-sección N° 3.2.

Un aspecto importante que resalta de la Tabla 25 es el hecho de que el MER no está orientado a energías

renovables de pequeña escala, sino a proyectos de gran tamaño con posibilidades de generar economías de escala por su aprovechamiento a nivel regional. Aunque las centrales hidroeléctricas grandes podrían ser las principales beneficiadas de este esquema, este incentiva también la implementación de una central térmica de igual tamaño. En cuanto a los países considerados individualmente, los incentivos específicos asociados a la escala del proyecto son escasos, y se limitan por lo general a procedimientos ligeramente simplificados para la obtención de permisos y concesiones.

Tabla 25 – Definición de pequeñas centrales de generación y beneficios²⁰⁴

PAÍS	DEFINICIÓN DE PEQUEÑAS CENTRALES DE GENERACIÓN Y BENEFICIOS	NORMAS/FUENTES
Costa Rica	Hidroeléctricos y no convencionales hasta 20 MW son consideradas "de limitada capacidad". Procedimiento ligeramente abreviado para elegibilidad de proyectos menores a 2 MW.	Art 2 de la Ley N° 7200 (definición); Decreto 20346 MIRENEM (procedimiento para elegibilidad)
El Salvador	No existe definición específica; plantas hasta 5 MW: facilidades para concesión del recurso.	Ley General de Electricidad
Guatemala	Sin definición específica. Plantas menores a 5 MW pueden conectarse directamente a distribuidoras (Generación Distribuida).	Reglamento de la Ley General de Electricidad, Acuerdo Gubernativo N° 256-97
Honduras	Sin definición específica. Proyectos hasta 3 MW están exentos de suscribir contratos de operación y tienen modalidad simplificada para obtener licencias.	Art. 16 Decreto 70-2007
Nicaragua	Sin definición específica.	
Panamá	Solo válida para hidroeléctricas: pequeña escala hasta 10 MW y mediana entre 10-20 MW. Únicas hidroeléctricas que reciben los beneficios para incentivos renovables.	Ley N° 45 de Incentivos a las fuentes renovables, agosto de 2004
MER	No posee	

Una de las legislaciones más específicas es la de **Guatemala**. La misma define qué centrales pueden participar de contratos de largo plazo (las de “oferta

firme eficiente¹²¹”), lo que establece y limita las definiciones de potencia firme y energía contratable (Tabla 26 y Tabla 27).

Tabla 26- Definición de oferta firme y potencia de centrales renovables

PAÍS	DEFINICIÓN DE OFERTA FIRME Y POTENCIA DE CENTRALES RENOVABLES	NORMAS/FUENTES
Costa Rica	Utiliza una definición general de potencia firme en sus contratos de compra a generadores.	Definido en cada contrato
El Salvador	Es la potencia que un generador tiene disponible con una alta probabilidad.	Reglamento de la LGE (incluye D.E.N° 88 de fecha 2 de julio de 2010. D. O. N° 137, tomo N° 388 de fecha 21 de julio de 2010)
Guatemala	Definición rigurosa para la potencia firme según tipo de recurso renovable utilizado.	Norma de Coordinación Comercial N° 2 del AMM.
Honduras	Utiliza una definición general de potencia firme en sus contratos de compra a generadores.	Definido en cada contrato/licitación
Nicaragua	Para cada agente productor, se considera potencia comprometida garantizar al compromiso de disponibilidad que asume en el mercado de contratos, o sea la suma de la potencia que vende en sus contratos.	Normativa de Operación, p.25
Panamá	Potencia que puede garantizarse con una probabilidad del 95%	Párrafo 5.3 de las reglas comerciales del MME.
MER	Utiliza "Energía Firme"; pero se refiere al compromiso de la parte por garantizar una cantidad determinada de energía, independientemente de que sea propia o adquirida de un tercero.	Libro II del Reglamento del MER

Tabla 27- Definición de energía contratable

PAÍS	DEFINICIÓN DE ENERGÍA CONTRATABLE	NORMAS/FUENTES
Costa Rica	No hay restricciones (cada generador debe ofertar lo que pueda cubrir)	
El Salvador	No hay restricciones (cada generador debe ofertar lo que pueda cubrir)	
Guatemala	Solamente la que resulte de la potencia firme eficiente.	Norma Comercial N° 2
Honduras	No hay restricciones (cada generador debe ofertar lo que pueda cubrir)	
Nicaragua	A lo sumo, la que resulte de su potencia máxima garantizable.	Normativa Comercial, p. 28
Panamá	No hay restricciones (cada generador debe ofertar lo que pueda cubrir)	
MER	No hay restricciones (cada generador debe ofertar lo que pueda cubrir)	

121. Una vez definida la oferta firme, la oferta firme eficiente se define como la oferta firme de menor costo de acuerdo al apilamiento realizado en el pre-despacho (ver sub-sección N° 4.3).

5 SECCIÓN 5: Análisis y comparación de las normativas técnicas locales y regionales de proyectos de energía renovable

Tabla 28 – Transacciones de desvío de potencia

PAÍS	TRANSACCIONES DE DESVÍO DE POTENCIA	NORMAS/FUENTES
Costa Rica	n.a	
El Salvador	Excedentes se comercializan en términos de energía y no de potencia.	Cap. 5 del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista
Guatemala	Precio de referencia. Puede contratarse en spot o a largo plazo.	Norma de Coordinación Comercial N° 3 del AMM.
Honduras	n.a	
Nicaragua	Se comercializan en mercado spot de acuerdo a las ofertas (precio y cantidad) de los generadores.	Cap. 7 de la Normativa de Operación
Panamá	Se comercializan en mercado spot de acuerdo a las ofertas (precio y cantidad) de los generadores.	Cap. 7 de las Reglas Para el Mercado Mayorista de Electricidad (Reglas Comerciales)
MER	Se comercializan en mercado spot de acuerdo a las ofertas (precio y cantidad) de los generadores.	Libro II del Reglamento del MER.

En cuanto a los esquemas de contratación (Tabla 29), la gran diferencia entre las legislaciones es la de originar, o no, los contratos a partir de procesos licitatorios. En este aspecto resalta el caso de **Nicaragua**, donde los contratos se firman directamente entre los distribuidores y los generadores. Aunque este proceso puede ser más flexible, en general el proceso competitivo generado por una licitación permite

obtener precios *menores*. Un aspecto a resaltar también es el caso de **Honduras**, donde los contratos adjudicados tras las licitaciones pueden tener plazos de hasta 30 años. La longitud del período contratado es particularmente crítica para los proyectos de energías renovables en general y los de pequeña escala en particular.

Tabla 29 – Esquema de contratación y licitaciones

PAÍS	ESQUEMA DE CONTRATACIÓN Y LICITACIONES
Costa Rica	Licitaciones para contratos a 20 años máximo con tarifa monómica o pagos por potencia y energía. La parte del precio correspondiente a O&M es indexable.
El Salvador	De dos a 15 años; pago por potencia (fijo) y energía (a ser indicado por el ofertante). Ambos son indexables.
Guatemala	Período máximo de 15 años; potencia (no indexable) y/o energía (indexable).
Honduras	Pago por energía y potencia, ambos indexables. Plazo hasta 30 años.
Nicaragua	No es obligatorio licitar. Los términos se acuerdan entre las partes.
Panamá	Licitaciones públicas por el 100% de la demanda de generadoras. Plazo hasta 10 años; contrata potencia/energía o ambas. Las energías renovables pueden ser indexadas de acuerdo a cambios en los costos marginales del sistema.
MER	Según normativa de cada país. Utiliza precios nodales. Dos modelos de contratos: firmes y no-firmes (estos últimos divididos en financieros y físico-flexibles). Las transacciones spot incluyen transacciones programadas y transacciones por desvíos.

La mayoría de los países de la región cuentan con un centro encargado de la programación económica del despacho (Tabla 30). La excepción la constituyen

esencialmente los países con comprador único, **Costa Rica y Honduras**, que cuentan con sistemas menos desarrollados para el despacho.

Tabla 30 – Programación y despacho

PAÍS	PROGRAMACIÓN Y DESPACHO
Costa Rica	Diarios a cargo del CENCE (hidroeléctricos y geotérmicos a carga base; térmicos a punta). No hay mercado <i>spot</i> .
El Salvador	UT despacha contratos y <i>spot</i> . Los <i>Spot</i> utilizan sistema de precios ofertados (en vez de costos según tecnología).
Guatemala	AMM despacha con criterio económico contratos y <i>spot</i> , que paga costo marginal de corto plazo horario.
Honduras	No hay mercado <i>spot</i> ; ENEE compra energía a privados a precios pactados y la inyecta (a través del Centro Nacional de Despacho) de acuerdo a las necesidades.
Nicaragua	CNDC despacha con criterio económico contratos y <i>spot</i> , de acuerdo a precios ofertados por participantes.
Panamá	CND despacha con criterio económico contratos y <i>spot</i> , que paga costo marginal de corto plazo horario.
MER	EOR utiliza criterio económico; mercado <i>spot</i> basado en precios nodales.

Tabla 31 – Regulación de frecuencia y reservas operativas

PAÍS	REGULACIÓN DE FRECUENCIA Y RESERVAS OPERATIVAS	NORMAS/FUENTES
Costa Rica	Los servicios auxiliares son brindados por el ICE.	
El Salvador	Reserva regulante y reserva operativa es obligatoria y se calcula como un porcentaje de la demanda de potencia. La primera no recibe compensación adicional; la reserva operativa se asigna de acuerdo a mérito según los precios ofertados por los generadores.	Cap. 10 del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista
Guatemala	Reserva regulante obligatoria del 3% de la generación en cada hora ya incluida en el precio. Reserva operativa se realiza mediante ofertas (cantidad y precio) de los generadores.	Norma Comercial N° 8 del AMM
Honduras	No existe normativa específica sobre este aspecto.	
Nicaragua	Reserva regulante del 5% de la demanda momentánea; Reserva operativa es del 2.5%. Ambas reciben el precio de oportunidad ofertado por la respectiva central y son obligatorias.	Cap. 9 de la Normativa de Operación
Panamá	Reserva regulante del 5% de la demanda de punta (incluida la exportación), excepto eólicos e hidráulicos. Reserva operativa se compensa de acuerdo a costo marginal calculado por el operador del despacho.	Cap. 10 de las Reglas Para el Mercado Mayorista de Electricidad (Reglas Comerciales)
MER	Los servicios auxiliares se proveen como requerimientos mínimos de obligatorio cumplimiento y no son sujetos de transacciones ni de remuneración en el MER.	Cap. 1 del Libro II del Reglamento del MER

5 SECCIÓN 5: Análisis y comparación de las normativas técnicas locales y regionales de proyectos de energía renovable

Las normativas referidas a servicios auxiliares (específicamente, reserva primaria y secundaria para regulación de frecuencia, mostradas en la Tabla 31) son similares y suelen expresarse como un porcentaje de la demanda máxima prevista para el día.

Las regulaciones en materia de exportaciones son sensibles en cuanto a la participación de los respectivos países en el MER, ya que el mismo requiere

que la prioridad se asigne según contratos y no según la ubicación del comprador; esto es, que un contrato tenga el mismo tratamiento indistintamente del país de origen de las partes que lo integran. **Honduras**, por ejemplo, establece como requisito para la exportación que la demanda nacional se encuentre satisfecha. **Costa Rica**, en tanto, enfrenta un problema similar ya que el ICE es el único ente autorizado a comprar o vender energía fuera del país.

Tabla 32 – Condiciones para la exportación e importación de energía

PAÍS	CONDUCIONES PARA LA EXPORTACIÓN E IMPORTACIÓN DE ENERGÍA	NORMAS/FUENTES
Costa Rica	ICE única entidad autorizada a importar/exportar energía	
El Salvador	Manejadas por despacho	Cap. 11 del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista
Guatemala	Manejadas por despacho	Norma de Coordinación Comercial N° 10 del AMM
Honduras	Privados pueden pactar directamente con terceros interesados. Demanda nacional tiene prioridad.	Artículo 3 del Decreto 70-2007
Nicaragua	Manejadas por despacho	Cap. 11 de la Normativa de Operación
Panamá	Manejadas por despacho	Cap. 13 de las Reglas Para el Mercado Mayorista de Electricidad (Reglas Comerciales)

La última tabla de esta sección (Tabla 33) presenta una síntesis de las regulaciones en materia de generación distribuida. La misma se encuentra desarrollada en **Guatemala**, es incipiente en **Costa Rica** y está permitida –pero no legislada– en **Honduras**.

Tabla 33 – Características de la generación distribuida

PAÍS	CARACTERÍSTICAS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA	NORMAS/FUENTES
Costa Rica	Pequeño plan experimental para favorecer la autogeneración	"Plan Piloto de Generación Distribuida para Autoconsumo" del ICE
El Salvador	No regulada	
Guatemala	Actividad totalmente regulada (requisitos para conexión, tarifas, participación en los mercados a plazo y <i>spot</i>)	Norma técnica CNEE 171-2008
Honduras	Algunas licitaciones permiten conectar las centrales directamente a la red de distribución	
Nicaragua	No regulada	
Panamá	No regulada	
MER	No regulada	



SECCIÓN 6

Barreras identificadas para el desarrollo de proyectos de energía renovable y mecanismos para mitigarlas

6.1 Barreras identificadas para el desarrollo de proyectos de energía renovable, según categoría (mayor o menor a 10 MW) y tipo de recurso renovable:

En este capítulo se presentan las barreras que están afectando el desarrollo de proyectos de energía renovables ya sea de mayor o menor a 10 MW.

A continuación se mencionan algunas de las barreras para todos los proyectos de energía renovable independientemente de la tecnología. Posteriormente se definirán las barreras específicas para cada tecnología.

6.1.1 Generales

1. Acceso al financiamiento

Este caso está muy relacionado con temas como la presentación de una garantía de compra de energía que permita acceder a préstamos. Es una limitación típica en proyectos eólicos, biomásicos e hidroeléctricas a filo de agua, al no contar con potencia firme. Lo anterior presenta la desventaja de que si el proyecto no cumple con la pauta de potencia y energía contratada, usualmente existen penalidades que obligan a los proyectos a depender aún más del mercado *spot*. Al no poder colocar la mayor cantidad de electricidad en un contrato, aumenta la incertidumbre de despacho y facturación, lo que dificulta su justificación financiera ante las entidades crediticias. En el caso de Guatemala¹²², existen problemas con la compra de energía, en la que se obtiene la venta segura del 50% de la generación y el restante deberá participar en un mercado *spot*, lo que conlleva a no tener condiciones para obtener financiamiento. En el caso de El Salvador, las reglas del mercado que están actualmente definidas son para que los generadores hagan transacciones en el mercado *spot*. En tal situación el financiamiento, particularmente por las vías ordinarias, de una planta renovable es poco factible debido a la incertidumbre de ingresos esperados en un mercado de ocasión. En el caso de Nicaragua, aunado a los riesgos generales, se tiene una banca local poco desarrollada y con baja experiencia en el acompañamiento de créditos dedicados a la construcción de proyectos renovables.

122. Según lo expuesto por la Asociación de Generadores con Energía Renovable (AGER-GT).

Además es necesario incorporar las condiciones de riesgo país, dando como resultado un nivel de tasas de interés alto, lo que perjudica la competitividad de la energía renovable.

2. Disponibilidad de “equity”

Esta es una barrera que sufren la mayoría de los desarrolladores locales, pues no sólo la pre-inversión es onerosa sino que el costo de los proyectos es alto y de capital intensivo, además el apalancamiento disponible generalmente trata de obligar al desarrollador a que aporte el mayor porcentaje posible de “equity”. Hemos visto en los proyectos del área que el aporte de capital necesario está dentro de un rango entre el 20% y el 40% de capital a aportar por los desarrolladores, dependiendo de la política de la institución bancaria y de su evaluación del riesgo del grupo desarrollador o del mercado en que se desenvuelve. Aunado a la demanda de aporte de capital, se puede mencionar que la barrera se acentúa con la forma en que los bancos exigen el aporte de dicho capital, en donde en muchas ocasiones se solicita que sea “*upfront*” (por adelantado).

3. Precio de venta de la Energía

El precio de la energía para proyectos de energía renovable tiende a ser mayor que el precio del mercado. Esto debido a que tienen una inversión más alta (en las tecnologías utilizadas) que obedece a un factor de activos fijos más costosos, que implican una carga financiera alta en los primeros años de los proyectos; y por ende, se requiere que los PPA que se firmen tengan un precio más alto para que el proyecto sea viable. Sin embargo, los proyectos no renovables tienen externalidades o costos ambientales que no se revelan en un mercado eléctrico y que les permiten una ventaja asimétrica en relación con los proyectos renovables, por lo que podrían ofrecer precios más competitivos. Un problema similar es la existencia de monopsonios (pocos compradores para muchos vendedores), lo que afecta las posibilidades de negociación de los proyectos de energía renovable que pueden vender su producción a unas pocas distribuidoras. Esto se ve agravado en casos como el de Nicaragua, donde no hay procesos licitatorios sino que los contratos surgen directamente de las negociaciones entre las partes.

En Honduras, el precio de la energía se basa en el costo marginal de corto plazo. Este sin embargo es menor que el precio que un proyecto de energía renovable requiere para ser viable, de manera que

los proyectos se ven afectados financieramente por esta razón. La metodología de costo marginal considera los costos en el sistema eléctrico pero no particulariza por metodología o fuente de generación, obteniéndose una señal de precio que no revela el valor necesario para viabilizar los proyectos renovables. Incluso al ser el análisis de corto plazo no se consideran las inversiones que representan un aspecto fundamental en la valoración de los proyectos renovables. Adicionalmente, los desarrolladores de nuevos proyectos deben hacer inversiones para cubrir sus necesidades de transmisión, lo cual encarece el proyecto. Esto aunado a un precio bajo, resulta una rentabilidad baja para el inversionista, por ende no resulta atractivo realizar los proyectos.

4. Pre-Inversión

Los proyectos renovables son intensivos en el uso de capital para lograr su ejecución, por ende cualquier costo asociado a su desarrollo, particularmente en sus etapas iniciales, tiene un alto impacto en los promotores de los proyectos. En Nicaragua, por ejemplo, algunos desarrolladores de proyecto se han encontrado con la dificultad de obtener recursos para pagar el proceso de legalización (obtención de licencia de generación), el cual es costoso (aprox. 1% de la inversión total) y no disponen de financiamiento para esta gestión. Así mismo, algunos inversionistas no quieren asumir el riesgo de realizar todos los estudios del proyecto, por ejemplo, los técnicos, acuerdos de tierra, permisos ambientales, licencias. Estos desean invertir una vez ya se tengan todos los estudios, debido a que no se les brindan herramientas y permisos que le aseguren la continuación de su trabajo.

5. Acceso a las líneas de transmisión

Algunos desarrolladores se han encontrado ante la dificultad de poder conectar sus proyectos a la línea de transmisión, ya que no hay conexión cercana para enlazar el proyecto. Esta es otra barrera para los renovables pues la existencia y localización de esas fuentes de energía no necesariamente coinciden con los sitios de consumo. Los emplazamientos para un proyecto renovable tiene la rigidez de la fuente, en contraste con un proyecto térmico cuyo combustible se puede transportar al sitio de la planta, ganando ventaja en transmisión y disminución en pérdidas eléctricas. Esto implica que el desarrollador debe de realizar la inversión adicional, la cual es muy alta para conectar la central y vender su energía. Esto afecta la viabilidad del proyecto.

6. Falta de contratos de largo plazo

En el caso de Guatemala, El Salvador y Panamá, los contratos de compra de energía en su mayoría se están realizando por un período máximo de cuatro a cinco años. El período contractual sigue siendo una variable en contra de la competitividad de los proyectos renovables, pues al tener vidas útiles más largas y costos de inversión inicial mayores que los térmicos, requieren contratos de largo plazo. Además, al no quedar cubierto al menos el plazo requerido para amortizar la deuda, es prácticamente imposible contar con el apoyo financiero requerido para el desarrollo del proyecto renovable. Debido a lo anterior, no le permite al desarrollador brindar garantías de compra de energía y, sin estas garantías, no se brindan las condiciones para que un generador reciba un financiamiento para ejecutar el proyecto. Por ejemplo en el caso de El Salvador, no existen contratos de compra de energía (*Power Purchase Agreement*, PPAs, en inglés); que aseguren la recuperación de la inversión.

7. Tipos de contratos sin diferenciación por tecnología

Los contratos de largo plazo están establecidos de manera que no se adaptan a las diferentes tecnologías renovables. Los generadores que firman este tipo de contratos deben ajustarse a la curva de carga y en muchas tecnologías como eólica, biomasa, hidroeléctricos a filo de agua, entre otros, no pueden ajustarse a esta, por lo que el generador se ve obligado a comprar energía para poder cumplir con lo expuesto en el contrato. Por ejemplo, la normativa del El Salvador dice que no se puede limitar la oferta a la disponibilidad del recurso. Si no se revelan todas las externalidades o costos ambientales de las fuentes fósiles, los contratos estandarizados estarán trabajando en contra de la incorporación de fuentes renovables, lo que finalmente da como resultado una matriz energética basada en energía térmica. Esto se convierte también en un desincentivo para el desarrollador de proyectos.

8. Lentitud en procesos y entrega de permisos

Los desarrolladores privados se han encontrado con la dificultad en obtener respuestas expeditas de parte de las instituciones en las cuales deben de realizar gestiones. A pesar de los impactos negativos de las fuentes fósiles como gases de efecto invernadero, gases contaminantes e importación de combustibles no autóctonos, los proyectos térmicos enfrentan una

tramitología ambiental más sencilla que los proyectos renovables. En El Salvador, esto ocurre debido a que muchas de las instituciones no cuentan con unidades especializadas en proyectos de energías renovables, como es el caso del MARN. En el caso de Nicaragua, lo que sucede es que hay falta de claridad del funcionamiento y en la jerarquía de los entes reguladores y operativos. En el caso de los permisos de conexión, no está claro a cuál de los entes se les debe pedir aprobaciones y se pierde mucho tiempo en entender esto. Así mismo, en Costa Rica, existe una falta de competencia de las instituciones como MINAET y SETENA, para resolver de manera oportuna las evaluaciones y la entrega de los permisos y, por ende, la aprobación de los Estudios de Impacto Ambiental tienen una larga duración que también está en función de la calidad del estudio y de las audiencias.

9. Ausencia de incentivos

Los que han sido creados por los distintos países no han sido lo suficientemente atractivos para generar mayor inversión en el sector. En Costa Rica no hay una ley específica que fomente el desarrollo de proyectos de energía renovable, sino que como único incentivo se contempla el otorgamiento a las empresas desarrolladoras las mismas exoneraciones que tiene el ICE, en la importación de maquinaria y equipo para conducción de agua. En El Salvador, aunque existen incentivos fiscales (Ley de Incentivos Fiscales dic. 2007) para el desarrollo de energías renovables, no existen incentivos de mercado por lo que, a pesar de esta ley, no se han realizado nuevos proyectos de generación renovable. De esta forma se refleja que los incentivos fiscales son un elemento necesario pero no suficiente para promover las energías renovables, y requieren ser acompañados de otros que permitan una competencia más equilibrada entre las fuentes renovables y las fósiles.

10. Obtención de permisos de servidumbre

Los proyectos de energía renovable enfrentan desafíos para la obtención de permisos de servidumbre. Los permisos y derechos de paso se han convertido en una de las grandes barreras para los proyectos de energía renovable, para la construcción de sus transmisiones asociadas y para cualquier desarrollo de infraestructura. No se establece ningún mecanismo legal para apoyar la gestión del desarrollador para la obtención de los terrenos necesarios, aunque prevalezca el bienestar público. La obtención de servidumbre para las líneas de transmisión son difíciles de obtener y las entidades públicas que se

benefician no realizan ninguna gestión de apoyo, por el contrario, entran en el proceso. Esta barrera se detectó principalmente en Honduras y Costa Rica (el ejemplo más claro en el sector eléctrico se tiene con la falta de finalización del último tramo de la línea de interconexión regional, ubicado en el Pacífico Central costarricense. Aun no se ha visualizado una solución que permita agilizar las servidumbres y los derechos de paso para obras eléctricas y de infraestructura).

11. No hay distinción entre tipos de generadores

En la negociación de los contratos y venta al mercado *spot* no se considera casi ningún tipo de beneficios para los proyectos que utilicen fuentes renovables, y en todos los casos hay que competir con las fuentes térmicas. Esta barrera prácticamente impide el desarrollo de energía renovable de pequeña escala y de recursos como el agua y el viento. La geotermia puede competir en estas condiciones cuando logra contratos de largo plazo.

12. Problemas de la red para el despacho de energía¹²³

En Honduras, existen problemas con el despacho de energía, debido a que no se le comunica al desarrollador de un proyecto que no habrá acceso a las líneas de transmisión, causando fallas en la entrega de energía, que no solo afecta la economía del proyecto, sino que producen problemas en el funcionamiento de los equipos. Ante tales circunstancias, los proyectos han realizado adaptaciones a las centrales y transformadores para proteger los equipos. Por otro lado, aunque en Honduras han trabajado en función de la electrificación, por distintos motivos, se han causado desbalances en las líneas de transmisión, provocando que no exista armonía en los transformadores, con lo cual existen pocas subestaciones para circuitos extensos.

13. El Mercado es muy pequeño

En el caso particular de El Salvador, a nivel de generación hay pocos actores y las oportunidades para la compra de energía son escasas. Esto limita profundamente la posibilidad de participación de los proyectos renovables, que no solo pierden competitividad pues deben comprar su complemento de energía caro, sino que muchas veces no hay disponibilidad de conseguir ese complemento en el mercado.

123. Entrevistas con AHPPER.

14. Marco legal y jurídico

En El Salvador el marco legal es muy claro desde el punto de vista de que no promueve la inversión en proyectos renovables (a pesar de los incentivos fiscales). Este marco legal da seguridad jurídica a los inversionistas con plantas de combustible fósil, sin embargo, no propone un espacio más equilibrado para la participación de los recursos renovables y no brinda certeza de que no existirán inconvenientes al momento de comercializar la energía. Además, en la reglamentación no se presenta una diferenciación entre un generador renovable y un generador térmico.

Vemos también que en Nicaragua, las leyes de retenciones fiscales sobre pagos a proveedores extranjeros y distribuciones de dividendos a empresas extranjeras, presentan retenciones obligatorias del 10% de los pagos de facturas para servicios proveídos por estas, lo que incrementa los costos, dado que ningún proveedor asume dicho rubro. Nicaragua cuenta con un marco jurídico ambiguo en cuanto a la retención obligada sobre distribuciones y dividendos; la ley dice que no aplica en algunos casos mientras un decreto presidencial estipula que se aplica una retención del 10.5% en todos los tipos de distribuciones a accionistas extranjeras, o a una casa matriz con sede fuera de Nicaragua. Para los promotores de proyectos es muy difícil superar barreras derivadas de la creatividad institucional, especialmente cuando estas representan cargas impositivas que limitan la predicción de los ingresos de la planta eléctrica.

En Costa Rica, se puede observar que la participación privada está limitada producto de la Ley N° 7200 (1990), la cual permite la participación del sector privado en el desarrollo de proyectos de energía renovable sólo en un 15% del potencial del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y para proyectos menores a 20 MW. Posteriormente con la Ley N° 7508 (la cual reformó a la 7200 en 1995) se amplió el tamaño de los proyectos hasta 50 MW pero únicamente bajo la modalidad de BOT y se amplió en un 15% más de la potencia del SEN. Sin embargo, no hay evidencia técnica que justifique la existencia de estos límites. Como imposición artificial genera un potencial desperdicio de recursos, pues tramos hidro-energéticos o emplazamientos eólicos aptos para potencias mayores que las indicadas en los límites solo pueden usarse parcialmente, propiciando un uso no óptimo de esos sitios.

15. Conexión al Mercado Mayorista

En El Salvador los proyectos micro, menos de 5 MW no pueden conectarse al mercado mayorista, debido a que solo se permiten proyectos mayores a 5 MW. Estos proyectos solo se pueden conectar a nivel de transmisión o distribución, o que se conecten en el mercado minorista. Por otro lado, en el caso de Costa Rica, del todo no hay un mercado mayorista y por ende no existe un modelo de mercado competitivo. La ley limita la participación en el mercado eléctrico de las empresas privadas, de las cooperativas y de las empresas municipales. El ICE es el único comprador de energía y, por ende, la posibilidad de desarrollo de actores diferentes al dominante se reduce a la voluntad e interés de este último en comprar la energía eléctrica. Las empresas privadas solo pueden generar y vender su energía a este dentro de la Ley N° 7200. Si algún generador quiere vender a terceros (solo distribuidoras), tiene que ser por medio de la Ley N° 8345 (Ley de cooperativas de electrificación rural y empresas de servicio público municipal). Las cooperativas y empresas municipales solo pueden generar para auto abastecimiento de sus áreas de concesión y vender su excedente al ICE por medio de un precio tope regulado, y no hay claridad, en el caso de que haya excedentes de que el mismo les vaya a comprar esa electricidad. Por lo que no tienen incentivos para realizar nuevos proyectos de energía renovable.

16. Falta de licitaciones para obtener contratos de compra y venta de energía (PPA):

En Nicaragua, existe un decreto que permite una negociación bilateral del desarrollador con la distribuidora. En estos casos, las partes deben formular y negociar el contrato entre sí, y los desarrolladores deben invertir más tiempo y recursos para formular el contrato, uno que sea aceptable para las entidades financieras. Así mismo, para las entidades financieras, las “novedades” siempre implican procesos de revisión exhaustivos que eliminen la incertidumbre. El no contar con contratos modelo, implica una valoración casuística que encarece los costos de transacción y desperdicia las ventajas que se obtienen de una estandarización de las obligaciones, como la derivada de un contrato modelo o precontrato.

17. Tarifas

Para Costa Rica, esta barrera radica en que el marco legal actual no crea condiciones suficientes para la protección del inversionista en el tema tarifario.

La última fijación tarifaria del ente regulador tuvo lugar en el año 2002, y desde entonces no se hacen nuevos ajustes a la tarifa de compra y venta de energía. La única herramienta se circunscribe a las fijaciones individuales (caso por caso, o proyecto por proyecto), con el agravante de que el ARESEP realiza una fijación por un año (con un valor tope) e independientemente de que se tenga un contrato previamente establecido, el mismo no establece el valor de la tarifa (no es permitido por la legislación). El contrato establece que la tarifa aplicada será la que ARESEP establezca anualmente. Por ende, el promotor del proyecto renovable debe volver a negociar con el comprador único y actor dominante en condiciones totalmente asimétricas. Esto imposibilita la inversión en plantas renovables nuevas, crea incertidumbre en los inversionistas y puede afectar (en el caso de que baje la tarifa) negativamente sus flujos de fondos.

Por otro lado, la ARESEP utiliza una tarifa base y genérica (costo incremental a largo plazo) para todas las tecnologías. La metodología y los modelos para establecer esta tarifa actualmente, no contemplan diferencias relacionadas con las diferentes tecnologías¹²⁴ y, por esta razón, existe incertidumbre en el mercado en la forma de fijar dichas tarifas. Adicionalmente, la ley no le permite al ARESEP, hacer cambios a esta normativa, y por eso no se han realizado, ya que no está dentro de sus facultades. De esta forma la fijación tarifaria ha superado cualquier política pública propuesta para la promoción de energía renovable con participación de capital privado, y se ha convertido en una barrera fundamental para el desarrollo de proyectos de pequeña y mediana escala.

A continuación se presentan las barreras identificadas por tipo de tecnología, entre las cuales se mencionan la hidroeléctrica, geotérmica, eólica y solar:



6.1.2 Hidroeléctrica

1. Oposición de las comunidades

Se ha mostrado un incremento en la oposición de muchas comunidades y grupos ambientalistas al desarrollo de centrales hidroeléctricas. Muchos rechazan los proyectos por el posible impacto

124. Actualmente ARESEP está trabajando en realizar distintos modelos para establecer una tarifa de referencia por tecnología (esto se espera esté listo en un plazo aproximando de dos años).

negativo que pueden producir los proyectos de gran tamaño (generalmente mayores a 20MW) al medio ambiente. El problema es la radicalización de la oposición al desarrollo de estos proyectos, con un resultado: perder-perder. Aunado a lo anterior, el problema es que en muchas ocasiones los proyectos hidroeléctricos se ubican cerca de comunidades de menor desarrollo relativo (por ejemplo comunidades indígenas). Aunque estos proyectos pueden contribuir con el progreso de tales comunidades, en variadas ocasiones se les quiere endilgar responsabilidades que corresponden al Estado, como educación, salud, seguridad e infraestructura básica. Estas pretensiones, normalmente abrumadoras para los proyectos hidroeléctricos, crean costos que reducen drásticamente su competitividad en el mercado, y barreras que, en no pocos casos, impiden la ejecución de los proyectos. En el caso de El Salvador, lo anterior provocó retrasos aproximadamente de ocho años para el Proyecto Hidroeléctrico El Chaparral. La paradoja es que la sustitución de su energía requiere plantas térmicas que normalmente no enfrentan ese tipo de problemas. En Costa Rica, la situación anterior ha tenido un gran efecto negativo en el desarrollo de los proyectos hidroeléctricos especificados en el plan de expansión del país, como el caso actual del proyecto hidroeléctrico de Diquís, con una fuerte oposición de las comunidades afectadas.

2. Factor climático

El clima es el principal proveedor de estas fuentes de energía. Los factores de riesgo más importantes en cuanto a la disponibilidad del recurso están asociados al clima, cuya medición se efectúa de manera indirecta por medio de estaciones meteorológicas y de caudal, acumulando registros históricos muy valiosos para participar en los mercados de energía. Estos factores, ya de alto riesgo, se ven agravados por el cambio climático que sufre el planeta, que tiene como consecuencia alteraciones en el comportamiento del recurso, y para los cuales no existen registros históricos que permitan efectuar simulaciones o construir tendencias. Esto representa un alto riesgo para los proyectos, dado que las alteraciones climáticas como las sequías ocasionan problemas en la operación de la central y por ende en la venta de energía. Y al no cumplirse con los contratos, se podría incurrir en multas afectando la rentabilidad del proyecto. Tanto una reducción en la generación como las multas, perjudican el desempeño económico del proyecto y del inversionista.

3. Proceso para la obtención del EsIA

Uno de los procesos que toma más tiempo es la aprobación de los Estudios de Impacto Ambiental (EsIA). En el caso de Panamá, las autoridades se toman por lo general el máximo tiempo que la ley ha establecido para las evaluaciones de los EsIA y los técnicos, al no conocer los impactos ambientales que pueden tener nuevas tecnologías, demoran más para realizar las evaluaciones y aprobar los mismos. En el caso de El Salvador, los proyectos sufren retrasos en esta etapa debido a que no hay una ley de aguas bien definida y por eso los encargados de aprobar los EsIA se topan con problemas para brindar estas aprobaciones. La indefinición jurídica crea a su vez inseguridad jurídica y en ocasiones da amplias capacidades discrecionales a los funcionarios públicos encargados de los procesos, lo que a veces tiene como resultado la creación de trámites innecesarios, la prolongación de los permisos, o la inacción de los funcionarios por falta de norma. Todo esto afecta la promoción de los proyectos hidroeléctricos. Incluso los proyectos hidroeléctricos grandes, por ejemplo el CIMARRON, de 250 MW enfrentan dificultades con la aprobación de los EsIA por la clase de impactos negativos que tienen. En Honduras, los consultores que realizan estos estudios tienen inconsistencias con los requerimientos de los evaluadores, esto principalmente por una falta de procedimientos claramente definidos, confusiones e inconsistencias que perjudican esta etapa, y atrasan la tramitación del proyecto. En Costa Rica la aprobación de los EsIA por parte del SETENA tiene una larga duración que está en función de la calidad del estudio y de las audiencias. Aunado a esto, los grupos ambientalistas complican conseguir los permisos ambientales ya que con frecuencia, se manifiestan en contra de los proyectos. Adicionalmente, los EsIA representan un costo alto de transacción para los proyectos hidroeléctricos, especialmente para los de pequeña escala.

4. Burocracia en trámites y permisos

En el caso de Honduras, el proceso de licenciamiento y contratación es muy complejo y puede demorar en promedio de cinco a siete años, el cual involucra a instituciones como: ENEE, CNE, SERNA (y todas sus dependencias), Casa Presidencial, Congreso Nacional, ICF, y otros. Así mismo, existe dificultad para obtener las visitas técnicas de este tipo de proyectos para la realización de las evaluaciones necesarias para obtener los permisos. Por esta misma razón, es complicado estimar el tiempo posible en que un proyecto entraría en operación. En el caso de Guatemala, el proceso para

la obtención de concesiones o licencias puede tomar aproximadamente cuatro años en completarse¹²⁵, dado que se debe cumplir con varios estudios como los de impacto ambiental y los de conexión a la red, entre otros. Este tiempo se puede alargar más si el proyecto está ubicado en un área protegida. La maduración de proyectos hidroeléctricos, enfrentados a una tramitología larga y compleja, hace que pocos puedan lograr la finalización de estos procesos. Esto reduce drásticamente la oferta de energía hidroeléctrica y malogra el aprovechamiento de un recurso eminentemente autóctono.

5. Falta de claridad en los procesos

No hay claridad para el inversionista en obtener toda la información necesaria sobre el proceso que se debe hacer para los estudios, ni la estimación de los tiempos requeridos. En el caso de Panamá, no hay una normativa clara para estos procedimientos. En Costa Rica, las concesiones de servicio público son dadas por ARESEP, excepto si se hace uso del recurso agua, en cuyo caso una concesión específica para el uso de las fuerzas hidráulicas debe ser autorizada por el MINAET. Por otra parte, si la generación no es para venta al ICE por medio de la Ley N° 7200, la concesión del servicio público ya no la da ARESEP, sino el MINAET. Esto no le permite al desarrollador ni al inversionista tener un claro proceso a seguir y complica la solicitud de concesiones. En el caso de Nicaragua, para obtener la autorización de uso de agua se deben realizar gestiones en diferentes instituciones como: INE, MIFIC, CNE, MARENA, MEM. Esto resulta en una tramitología complicada y confusa, que deriva en altos costos y atrasos para los proyectos hidroeléctricos. Adicionalmente, el permiso del uso de agua se gestiona en el MIFIC. No obstante, si el proyecto hidroeléctrico se encuentra en zonas rurales, no hay dependencias en el municipio y por ende se deben realizar viajes hasta Managua para realizar los trámites pertinentes.

6. Inversionista no dispone del “know-how”

En algunas ocasiones el inversionista no dispone del conocimiento para promover y desarrollar proyectos factibles, financiera y ambientalmente, sobre todo en relación a especificaciones técnicas, estudios y gestiones que se deben realizar. Este desconocimiento también ha conllevado a tener atrasos en el proceso.

125. ARECA, 2009 (Análisis del Mercado Guatemalteco de Energía Renovable)

7. Servidumbres o movilizaciones

Como los proyectos afectan propiedades, se requiere pasar por un proceso arduo de negociación. Este tipo de situaciones afecta tanto a inversionistas privados, como a la ENEE o al ICE, debido a que si no se llega a un acuerdo, el inversionista privado puede sufrir retrasos para la etapa de construcción. La percepción general es que se debe indemnizar a los afectados, pero la ENEE no tiene las facultades y debe implementar otras medidas que pueden tomar muchos años para que se logre una expropiación.

Otro problema relacionado con esto es la carencia de documentación legítima de propiedad, debido a que generalmente estos proyectos se encuentran ubicados en zonas remotas, donde mayormente sus ocupantes poseen únicamente documentos privados de compraventa y el proceso de titulación involucra a instituciones como el INA en el caso de Honduras y el Instituto de la Propiedad, lo que provoca demoras de varios años para resolver estas solicitudes de titulación.

8. Cumplimiento en el plazo para firmar contratos BOT (*Built, Operate and Transfer*)

Esta barrera es específica del caso de Costa Rica, debido a que actualmente la negociación del contrato de venta con el ICE es un trámite complejo para muchos generadores privados. Las empresas tienen un año para firmar el contrato, y en este plazo deben entregar el EIA, la concesión, y el cierre financiero. Esto aplaza la ejecución de los proyectos y encarece su construcción. Actualmente existe el caso de tres proyectos hidroeléctricos en los cuales se ha tenido que prorrogar el proceso en más de dos años.

9. Obtención de los beneficios de Certificados de Reducción de Emisiones

Los proyectos de energía han considerado el ingreso de los bonos de carbono que brinda el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) en sus flujos de caja para que el proyecto sea viable. No obstante, en Honduras se ha presentado la dificultad en poder recibir estos ingresos adicionales. Esta situación se da principalmente en la etapa de verificación de la reducción de emisiones que ha tenido el proyecto, lo que no les permite obtener el beneficio por la venta de los mismos. De acuerdo a datos de los entrevistados (desarrolladores de proyectos hidroeléctricos), aproximadamente durante dos años no han podido recibir los beneficios.

10. Depósitos en Garantía

En Nicaragua se considera que el costo de las tasas de garantías sobre la licencia de uso del recurso para las energías renovables son muy altos. En el caso de proyectos de generación hidroeléctrica deben pagar un depósito en garantía del 7% del valor de las inversiones, y para la generación térmica, la garantía es del 1%. Lo cual es una diferencia significativa y un desincentivo para las energías renovables.

11. Calidad de interconexión de las pequeñas centrales hidroeléctricas

En el caso de Nicaragua, algunos proyectos no logran cumplir con la generación contratada puesto que no están funcionando adecuadamente las líneas para que se pueda entregar la energía producida, lo que ocasiona pérdidas. Dicho funcionamiento está regido por la Normativa de Calidad del Servicio, la cual no está siendo aplicada correctamente. Esto afecta significativamente el volumen de energía que los generadores hidroeléctricos pueden vender. Por otro lado, en el caso de Panamá se presentan problemas de interconexión cuando los proyectos hidroeléctricos menores a 10 MW se pueden conectar directamente en la red de distribución. Lo anterior debido a que por lo general estas redes son rurales y extensas en recorrido, por lo que se ha presentado el inconveniente de que son vulnerables a fallas que le provocan salidas imprevistas que no están asociadas a la generación de la central. Esto es una pérdida para los proyectos, que resulta en una afectación de su rentabilidad.

12. Impasse en el desarrollo de plantas hidroeléctricas

Esta fue una barrera muy importante específicamente para el caso de Costa Rica, debido a que desde finales de los años 90 se negó el otorgamiento de nuevas concesiones y construcción de nuevas centrales hidroeléctricas para el sector privado. Fue hasta Mayo del 2009 (con la Ley N° 8723) que se autorizara al MINAET, con el soporte técnico de la Dirección de Recursos Hídricos, a otorgar nuevamente concesiones de agua. Esta situación afectó la credibilidad y confianza de los inversionistas y no se desarrollaron nuevas plantas durante más de 11 años.



6.1.3 Geotérmica

1. Práctica común

En Guatemala, Honduras y Panamá, que aún no cuentan en su matriz energética con este tipo de energía, se presenta esta barrera debido a la falta de experiencia y “*know-how*” de los diferentes participantes en el sector. Esto limita la implementación de este tipo de proyectos.

2. Son proyectos de alto costo y riesgo

Este tipo de proyectos tiene un alto costo de investigación y riesgo, pues debe buscarse el recurso en las profundidades de la tierra por medio de perforación y rastreo sismogeológico. Lo anterior implica mucho riesgo para los desarrolladores e inversionistas y se vuelve complicado para los privados porque requieren de una alta inversión inicial, principalmente en el tema de exploración de sitios con potencial. Por lo anterior, sería útil el apoyo de incentivos fiscales, particularmente en las etapas tempranas del proyecto.

3. Oposición de las comunidades

Se ha mostrado oposición al desarrollo de proyectos de geotermia, principalmente en Guatemala. Esta oposición está muy asociado a la oposición de minas, y los grupos ambientalistas rechazan los proyectos por el impacto negativo que pueden producir al medio ambiente. Esto requiere de una ardua negociación con las comunidades, pues bien diseñados y manejados los proyectos geotérmicos tienen un bajo impacto en el ambiente.

4. Escaso personal capacitado en este tipo de proyectos

En el caso de Nicaragua, los profesionales requeridos para el desarrollo de este tipo de proyectos son extranjeros, dado que en el país hay poco personal especializado.

5. Demora en aprobación de Concesiones y EsIA

En el caso de El Salvador, las mayores dificultades de este tipo de proyectos se encuentran en la obtención de las concesiones y las aprobaciones de los EsIA. Esto trae como consecuencia un retraso en el desarrollo de este tipo de proyectos. Típicamente esto incrementa los costos de ejecución, y puede limitar o cerrar la

ventana de oportunidad para el emprendimiento de la obra.

6. Falta de incentivos

En El Salvador, los proyectos en curso no han sido beneficiados con la Ley de incentivos fiscales, debido a que son mayores de 20 MW y gran parte de los beneficios no aplican para este tamaño de proyecto. Los restantes proyectos fueron desarrollados previos a la vigencia de la ley.

7. Ente único

En el caso específico de Costa Rica, lo que sucede es que de acuerdo a la Ley N° 5961 (Diciembre de 1976), es potestad únicamente del Estado el desarrollo del potencial geotérmico. Por ende, actualmente el ICE es al único ente al que se le permite desarrollar proyectos de geotermia en Costa Rica.



6.1.4 Eólica

1. Práctica común

Actualmente en El Salvador y en Panamá no se han desarrollado proyectos eólicos, por lo que no existe la suficiente experiencia, ni “*know-how*” en la implementación de este tipo de proyectos y hay muchos vacíos técnicos. La medición del recurso es un requisito fundamental para validar los datos que puedan obtenerse de modelos climáticos regionales o mundiales. Este material será fundamental para justificar, ante las entidades financieras, la viabilidad de los proyectos eólicos. En el caso de El Salvador, la CEL está actualmente invirtiendo en identificar y realizar mediciones de varios sitios potenciales. Así mismo, en Panamá actualmente se encuentran en la etapa de estudios, y el primer proyecto será un “proyecto modelo” y servirá para explorar las bondades del recurso en este sistema eléctrico y como una guía para los demás inversionistas interesados. Por otro lado, aunque en Nicaragua se hayan desarrollado recientemente dos proyectos eólicos (Amayo I y Amayo Fase II) todavía existen barreras debido a las preferencias del mercado por la práctica común del pasado. Lo anterior, debido a que las instituciones como ENATREL confían en una energía con potencia firme (como por ejemplo la hidroeléctrica o la de biomasa), que no es el caso de la eólica. Esto se debe también a un desconocimiento de las fortalezas y

ventajas de la energía eólica en las instituciones del Estado, debido a que son técnicos que han estado relacionados solo con proyectos de potencia firme, lo que presenta una desventaja de la energía eólica frente a otras fuentes de energía renovables.

2. Dificultad de conseguir una licencia definitiva

En Panamá, al ser una tecnología nueva en el país, las autoridades pertinentes tienen incertidumbre en otorgar estas licencias para este tipo de proyectos, principalmente por su falta de experiencia y “*know-how*” relacionado con esta tecnología. Sin embargo lograr una licencia es necesario para asegurar los siguientes pasos del desarrollo del proyecto.

3. Límites técnicos en el sistema

El sistema eléctrico de cualquier país solo permite cierta cantidad de energía eólica, debido a las características inherentes del recurso. Actualmente en Nicaragua no hay un máximo definido, por lo que los desarrolladores e inversionistas deben destinar mucho tiempo y recursos en demostrarle, al centro de despacho, que la inyección de su energía no causará disturbios en el sistema eléctrico.

4. Tipos de contratos

Los proyectos eólicos no pueden competir con las mismas reglas que los proyectos hidroeléctricos y térmicos, pues su capacidad de afirmar potencia es muy limitada, y se enfrentan a una alta variabilidad del recurso. En Honduras los PPA que se han utilizado, han estado en función de proyectos hidroeléctricos y actualmente no se dispone de contratos adecuados a cada tipo de tecnología, así mismo en Panamá sucede que los contratos están diseñados para contratar potencia y energía. En El Salvador, existen contratos transferibles a tarifas, solo para distribuidores, los cuales se hacen por medio de una licitación, con la obligación de que la contratación se lleve a cabo tomando en cuenta una curva de carga definida (estas licitaciones se están haciendo con respaldo de potencia). Esto es un riesgo para este tipo de generadores de energía renovable no convencional (como en el caso de la eólica) porque la curva de carga es muy diferente a lo que le va a pedir el contrato. Por esta razón, estos generadores deben estudiar si esa curva de carga les conviene, porque si no se verán en la necesidad de comprar energía en el mercado para satisfacer ese contrato. En síntesis, los proyectos eólicos no pueden competir con las mismas reglas que los proyectos térmicos. Sin la potencia es más

difícil obtener un contrato y sin éste se complica la obtención de financiamiento.

5. Capacidad de transmisión insuficiente

En el caso de Nicaragua, existen problemas debido a la insuficiente capacidad de transmisión del sistema, y a una pobre regulación que no exige a los dueños de las líneas de transmisión un mantenimiento y operación correctos, por lo que las líneas de transmisión han presentado muchas fallas técnicas. Esto perjudica a los proyectos eólicos, debido a que con cualquier disturbio de la red se apagan y salen del sistema. Esto representa un gran problema debido a que cada salida no programada, implica un proceso de frenado y parada que incrementa los costos de mantenimiento y reduce la vida útil de las máquinas. Al ser la energía eólica potencia no firme, el tiempo que está fuera de circulación ocasiona pérdidas al proyecto, porque se deja de vender esa energía que pudo producir en el tiempo que estuvo apagada.



6.1.5 Solar

En general la energía solar todavía no es una forma de producción eléctrica competitiva en la región centroamericana, por su alto costo y por su limitado desarrollo. Las principales barreras identificadas se presentan a continuación:

1. Proyectos costosos

Los proyectos solares, al ser tecnologías relativamente nuevas, tienen un alto costo y la compra del sistema inicial de pequeños proyectos es muy alto, lo que limita la inversión en este tipo de proyectos. Así mismo, lo anterior causa que se requiera de una tarifa atractiva para que estos sean rentables.

2. Práctica común

Al ser una tecnología poco utilizada en la región, se plantea la barrera de práctica común y falta de “*know-how*” en los distintos desarrolladores de energía renovable. Lo anterior, causa mayores costos a nivel de investigación que no permiten que los desarrolladores prefieran este tipo de tecnología. El ICE de Costa Rica, en octubre del 2010, inició parte de un plan piloto de generación distribuida que busca iniciar el impulso de este tipo de tecnologías.

3. Contratos de Energía

Los PPA que se han utilizado en la región han estado en función de proyectos hidroeléctricos, por ser la tecnología más desarrollada. Por ende, se ha dejado por fuera a proyectos solares, proyectos no conectados a la red. Actualmente, no se dispone de contratos adecuados a cada tipo de tecnología y por ende no hay seguridad para el inversionista.

4. Falta definición de políticas específicas del sector:

Principalmente en el caso de Nicaragua, falta un marco de ley que permita conectar los proyectos solares y de biomasa al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y que pueda vender sus excesos al sistema.

6.2 Análisis FODA de las diferentes tecnologías de Generación de Electricidad por fuentes renovables

En este capítulo se presenta un análisis FODA de las diferentes tecnologías de generación de electricidad aplicadas en la región; entre estos, proyectos hidroeléctricos, eólicos, solares y geotérmicos.

Análisis FODA Proyectos Hidroeléctricos

Fortalezas:

- ▶ Reduce las importaciones de combustibles: debido que el principal insumo para la generación de proyectos hidroeléctricos no depende del petróleo.
- ▶ Disminuye el grado de dependencia de las fuentes no renovables.
- ▶ Desarrollo de actividades económicas e industriales, con efectos positivos sobre la economía y el empleo.
- ▶ Para proyectos mini y de medio tamaño, los impactos en la naturaleza, son usualmente catalogados como de impacto medio o bajo.
- ▶ No producen gases de efecto invernadero: la utilización de tecnologías con generación renovable no producen emisiones. Sin embargo, con la utilización de combustibles fósiles sí ocurre.
- ▶ Alto conocimiento técnico sobre el desarrollo de proyectos hidroeléctricos

- ▶ Eficiencias mayores a otras tecnologías de energías renovables, con factores de planta arriba de 0.4.
- ▶ Menores costos de desarrollo, producción y mantenimiento de las plantas, medido en USD/KWh.
- ▶ Vidas útiles altas para proyectos hidroeléctricos comparados con otras energías renovables.
- ▶ Flexibilidad para la generación eléctrica en: picos, base o ambas. Comparado con las no renovables que usualmente deben ser usadas de forma continua (no se pueden estar apagando y encendiendo).
- ▶ Tecnología altamente desarrollada y en continuo mejoramiento (I+D).
- ▶ Los proyectos hidroeléctricos se ubican en el país donde se requieren: este tipo de tecnologías evita la importación de insumos necesarios para la generación de energía, como es el caso de plantas alimentadas de combustibles fósiles ya que requieren de la importación de petróleo.

Oportunidades:

- ▶ El potencial hidroeléctrico en la región es el más alto comparado a otras tecnologías de generación renovable. Esta fuente de generación representa el potencial más alto, por lo que existe una vasta oportunidad de desarrollo de proyectos.
- ▶ Centroamérica es zona tropical con altas lluvias en época húmeda.
- ▶ Se propicia la creación de nuevos empleos.
- ▶ Incremento en el costo de la energía producida por combustibles fósiles: los precios de la energía de plantas de generación térmica dependen del precio del petróleo el cual presenta una tendencia incremental.
- ▶ Beneficios de certificados de reducción de emisiones: los proyectos renovables pueden aplicar al Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) para obtener estos certificados con los cuales se pueden conseguir fondos para el financiamiento o que ayuden a eliminar barreras que impidan la realización del proyecto.
- ▶ Las energías renovables pueden reemplazar un buen porcentaje de la generación alimentada por combustibles fósiles: la región posee un alto potencial de generación a partir de fuentes renovables.

▶ Aumento de la concientización ambiental: preferir tecnologías que no generen emisiones de gases de efecto invernadero.

Debilidades:

▶ El cambio climático afecta el recurso hídrico, con sequías o inundaciones: si las condiciones climáticas no son las adecuadas para el funcionamiento de los equipos, el proyecto no podrá producir energía de acuerdo al plan establecido, limitando su generación.

▶ Producción impredecible debido a la variabilidad climática.

▶ Impacto ambiental, de los más importantes en energías renovables (social y medio ambiental).

▶ Proyectos de gran capacidad, requieren usualmente reservorios de gran tamaño, afectando poblados rurales o tierras indígenas de alta vulnerabilidad socio-económica.

▶ La matriz energética nacional requiere sistemas de generación de respaldo por la variabilidad en la producción de los proyectos hidroeléctricos.

▶ Largos tiempos de desarrollo de los proyectos.

Amenazas:

▶ Oposición social a grandes proyectos, principalmente por la afectación de los suministros de agua potable. Algunos grupos, en general ciertos ambientalistas, se oponen al desarrollo de este tipo de proyectos debido a los impactos negativos, como áreas a inundar y movilizaciones, entre otros, que puedan originar al medio ambiente, sobretodo en proyectos de gran escala (más de 20 MW). Aunado a esto, otras de las causas de oposición es el paso de líneas de transmisión sobre comunidades, en muchas ocasiones estas no reciben el beneficio del acceso a la energía eléctrica, o porque los propietarios solicitan indemnizaciones o servidumbres de gran valor. Por otro lado, se han presentado situaciones en que las comunidades exigen a los desarrolladores del proyecto inversiones que los beneficien, como educación, salud, seguridad, entre otros. No obstante, apoyar estas solicitudes trae consigo costos que no permiten al proyecto ser competitivo en el mercado. Pero por otro lado, no lograr la aceptación de los pobladores redundará en retrasos durante las diferentes etapas del proyecto, lo que acarrea mayores costos.

▶ Proyectos de gran magnitud están muy amenazados por indemnizaciones o requieren realizar movilizaciones; en muchos casos, se debe negociar este tipo de situaciones con líderes. Sin embargo, este tema es muy delicado, dado que implica pagar por servidumbres y, en algunos casos, realizar movilizaciones. Ante esto siempre existe la posibilidad de que haya oposición, o de que las negociaciones no avancen de acuerdo al plan estipulado, provocando atrasos y/o costos más altos.

▶ Limitado acceso a recursos de capital: para la obtención de fondos para el desarrollo del proyecto se requiere de garantías de compra de energía; sin embargo, el mercado no permite el acceso a contratos de largo plazo. Adicionalmente, en muchas ocasiones solo se contrata un porcentaje de la generación y el restante debe participar en el mercado *spot*, el cual no brinda la seguridad que solicita una entidad bancaria.

▶ Marco legal con incentivos no atractivos: aún cuando existen incentivos dentro de las leyes de cada uno de los países de la región, estos no son considerados atractivos para que contribuyan a que los proyectos renovables puedan ser competitivos con otras tecnologías. Además, en muchos países para beneficiarse con estos estímulos, se obliga a procesos y trámites engorrosos que dificultan mucho el recibirlos.

▶ Tecnologías no renovables establecen precio de mercado: los precios del mercado están basados en costos competitivos, dado que se busca primordialmente ofrecer un servicio con una tarifa baja. No obstante, la generación con fuentes renovables requiere de un precio superior al del mercado para poder cubrir su inversión en activos fijos más costosos. Por ende, si un desarrollador no obtiene el precio buscado, su proyecto resulta no atractivo para su ejecución.

Análisis FODA de Proyectos Eólicos

Fortalezas:

▶ Fuentes inagotables de abastecimiento de energía: las fuentes renovables poseen una ventaja competitiva comparada a las fuentes térmicas, dado que estas últimas dependen del petróleo, el cual es un recurso agotable. En cambio, muchas tecnologías como solar y eólica se consideran abundantes y accesibles.

- ▶ Reduce las importaciones de combustibles: debido que el principal insumo para la generación de proyectos hidroeléctricos no depende del petróleo.
- ▶ Disminuye el grado de dependencia de las fuentes no renovables.
- ▶ Desarrollo de actividades económicas e industriales, con efectos positivos sobre la economía y el empleo.
- ▶ Reducido impacto sobre la naturaleza.
- ▶ No producen gases de efecto invernadero: la utilización de tecnologías con generación renovable no producen emisiones. Lo que sí ocurre con la utilización de combustibles fósiles.
- ▶ Es posible el desarrollo de proyectos a nivel micro para consumo particular (una o pocas torres) y no solamente en grandes promociones.
- ▶ Madurez tecnológica a nivel mundial, gran competencia y con constantes mejoras de eficiencias y alturas.
- ▶ Puede convivir con otros usos del suelo, por ejemplo prados para uso ganadero o cultivos bajos como trigo, maíz, patatas, remolacha, entre otros.
- ▶ Tecnología con mayor crecimiento en los últimos años, se traduce en menores costos de inversión.
- ▶ Su instalación es rápida, entre cuatro y nueve meses.

Oportunidades:

- ▶ Reemplazo del porcentaje de la generación alimentada por combustibles fósiles: la región posee un alto potencial de generación a partir de fuentes renovables que puede sustituir la generación actual de plantas térmicas.
- ▶ Aumento de la concientización ambiental: preferir tecnologías que no generen emisiones de gases de efecto invernadero.
- ▶ Precio de la generación eólica no sujeto a factores económicos en comparación con el del petróleo. Este último ha presentado una tendencia de incremento debido a una limitada producción con una demanda creciente. En cambio el principal insumo de la energía eólica, el viento, no está sujeta a un precio.
- ▶ Centroamérica posee un buen potencial eólico.
- ▶ Falta mucho potencial eólico por desarrollar.

- ▶ Desarrolladores reconocidos internacionalmente interesados en el desarrollo de proyectos.
- ▶ Beneficios de certificados de reducción de emisiones: los proyectos renovables pueden aplicar al MDL para obtener estos certificados con los cuales se pueden conseguir fondos para el financiamiento o que ayuden a eliminar barreras que impidan la realización del proyecto.
- ▶ Accesible a diferentes áreas: los proyectos eólicos pueden ser ubicados en zonas aisladas, de manera que su generación no sólo tiene que estar conectada a una red. Esto representa una gran oportunidad para proveer energía eléctrica a comunidades aisladas.
- ▶ La matriz energética nacional requiere sistemas de generación de respaldo por la variabilidad en la producción de los proyectos hidroeléctricos.

Debilidades:

- ▶ Poco eficiente, con factores de planta entre 0.20 y 0.40.
- ▶ Producción impredecible (variabilidad climática): si las condiciones climáticas no son las adecuadas para el funcionamiento de los equipos el proyecto no podrá producir energía de acuerdo al plan establecido, limitando su generación.
- ▶ Impacto ambiental genera ruido, puede afectar a aves, y no es agradable visualmente.
- ▶ No se promueve el desarrollo de parques *Off Shore* en Centroamérica, son proyectos más eficientes, aunque también más costosos por KW instalado.
- ▶ Integración a la red: potencia reactiva, huecos de tensión. Mayor problemática de la eólica, por la variabilidad en la tensión dado que el efecto del viento no es constante.
- ▶ Elevados costos de mitigación de los huecos de tensión, por ser sistemas mixtos de tecnologías.
- ▶ Costos medios de Operación y Mantenimiento (O&M), USD/KWh, comparado con otras fuentes de energías renovables.
- ▶ Menor vida útil que otras tecnologías.
- ▶ Mayores costos de inversión que las fuentes no renovables de energía.

Amenazas:

- ▶ Altos subsidios a nivel mundial, lo que provoca distorsión en los precios de la energía y afecta la competitividad o factibilidad de los proyectos.
- ▶ Poca inversión en Investigación y Desarrollo (I+D).
- ▶ Poca especialización profesional en Centroamérica.
- ▶ Condiciones de las líneas de transmisión no son las más aptas para proyectos eólicos: estos ante cualquier disturbio o fallas técnicas en las líneas de transmisión, se apagan y salen del sistema. Estas salidas no programadas afectan el rendimiento de las máquinas, incrementan los costos de mantenimiento y reduce su vida útil. Durante este tiempo en que las turbinas no generan electricidad, se deja de vender esta energía.
- ▶ Comunidades exigen beneficios por la afectación de los proyectos en el área.
- ▶ Vías de acceso a zonas con potencial, en mal estado o no aptas para el transporte de los equipos eólicos.
- ▶ Tecnologías no renovables establecen precio de mercado: los precios del mercado están basados en costos competitivos, dado que se busca primordialmente ofrecer un servicio con una tarifa baja. No obstante, la generación con fuentes renovables requiere de un precio superior al del mercado para poder cubrir su inversión en activos fijos más costosos. Por ende, si un desarrollador no obtiene el precio buscado, su proyecto resulta no atractivo para su ejecución.
- ▶ Acceso a recursos de capital: para la obtención de fondos para el desarrollo del proyecto se requiere de garantías de compra de energía, sin embargo, el mercado no permite el acceso a contratos de largo plazo. Adicionalmente, en muchas ocasiones solo se contrata un porcentaje de la generación y el restante debe de participar en el mercado *spot*, el cual no brinda la seguridad que solicita una entidad bancaria.
- ▶ Marco legal con incentivos no atractivos: aun cuando existen incentivos dentro de las leyes de cada uno de los países de la región, estos no son considerados atractivos para que contribuyan a que los proyectos renovables puedan ser competitivos con otras tecnologías. Además, en muchos países para beneficiarse de estos estímulos se incurre en procesos y trámites engorrosos que no permiten recibirlos.

- ▶ Toda la tecnología y los equipos proceden del extranjero.

Análisis FODA de Proyectos Solares

Fortalezas:

- ▶ Fuentes inagotables de abastecimiento de energía: las fuentes renovables poseen una ventaja competitiva comparada a fuentes térmicas, dado que estas últimas dependen del petróleo, el cual es un recurso agotable. En cambio, otras tecnologías como la solar y la eólica se consideran abundantes y accesibles.
- ▶ Reduce las importaciones de combustibles: debido que el principal insumo para la generación de proyectos hidroeléctricos no depende del petróleo.
- ▶ Disminuye el grado de dependencia de las fuentes no renovables.
- ▶ Desarrollo de actividades económicas e industriales, con efectos positivos sobre la economía y el empleo.
- ▶ Reducido impacto sobre la naturaleza.
- ▶ Bajas emisiones de dióxido de carbono a la atmósfera: la utilización de tecnologías con generación renovable no producen emisiones. Sin embargo, con la utilización de combustibles fósiles sí ocurre.
- ▶ La radiación solar en una hora sobre el planeta es suficiente para las necesidades globales de energía de un año.
- ▶ Es posible el desarrollo de proyectos a nivel micro para consumo particular (uno o pocos paneles) y no solamente en grandes promociones.
- ▶ En época de sequía/estiaje (verano), es cuando mayor radiación hay y por ende, mayor energía solar.
- ▶ En clara disminución de los valores de inversión (reducción del 70% al 2030): los costos de instalación en una etapa inicial eran mucho más alto, sin embargo, se ha dado una disminución a medida que a esta tecnología se le han hecho significativas mejoras y paneles más eficientes.
- ▶ Los precios de la generación solar no están tan sujetos a factores económicos en comparación con el petróleo.

Oportunidades:

- ▶ Aumento de la concientización ambiental: preferir tecnologías que no generen emisiones de gases de efecto invernadero.
- ▶ Las energías renovables pueden reemplazar un buen porcentaje de la generación alimentada por combustibles fósiles.
- ▶ Faltante de electrificación rural (excepto Costa Rica), propicio para los proyectos solares.
- ▶ Posibilidad de utilizar o sustituir sistemas térmicos industriales que utilizan plantas a base de combustible fósiles.
- ▶ Potencial medio (radiación solar) para el establecimiento de sistemas solares.
- ▶ Incremento en el costo de la energía producida por combustibles fósiles: los precios de la energía de plantas de generación térmica dependen del precio del petróleo, el cual presenta una tendencia incremental.
- ▶ Beneficios de certificados de reducción de emisiones: los proyectos renovables pueden aplicar al MDL para obtener estos certificados con los cuales se pueden conseguir fondos para el financiamiento, o ayuda para eliminar barreras que impidan la realización del proyecto.

Debilidades:

- ▶ Poco eficiente, depende de la tecnología pero generalmente el factor de planta se encuentra entre un 6 y 35%.
- ▶ Producción impredecible (variabilidad climática).
- ▶ Impacto ambiental (deforestación, grandes áreas de terreno).
- ▶ Sistemas de almacenamiento de energía (baterías/depósitos térmicos), poco eficientes y no totalmente desarrollados y costosos.
- ▶ La matriz energética nacional requiere sistemas de generación de respaldo por la variabilidad en la producción de los proyectos hidroeléctricos.
- ▶ Costos de desarrollo aún muy por encima de otras energías renovables.

- ▶ Altos costos de O&M, USD/KWh comparado con otras fuentes de energías renovables
- ▶ Menor vida útil que otras tecnologías.
- ▶ Mayores costos de inversión que las fuentes no renovables de energía.
- ▶ La tecnología solar no se ha desarrollado completamente; se encuentra en un periodo medio de desarrollo.
- ▶ Centroamérica no se encuentra dentro de las zonas de mayor potencial solar del planeta.

Amenazas:

- ▶ Altos subsidios a nivel mundial, provoca distorsión en los precios de la energía y ello afecta la competitividad o factibilidad de los proyectos.
- ▶ Poca inversión en Investigación y Desarrollo (I+D).
- ▶ Poca especialización profesional en Centroamérica.
- ▶ Ausencia de un marco legal específico para esta tecnología: no hay políticas definidas que permitan el acceso de proyectos solares al sistema interconectado, ni políticas que fomenten el desarrollo de esta tecnología.
- ▶ Proyectos solares con un costo por KW superior a otras tecnologías.
- ▶ Acceso a recursos de capital: para la obtención de fondos para el desarrollo del proyecto se requiere de garantías de compra de energía, sin embargo, el mercado no permite el acceso a contratos de largo plazo. Adicionalmente, en muchas ocasiones solo se contrata un porcentaje de la generación y el restante debe de participar en el mercado *spot*, el cual no brinda la seguridad que solicita una entidad bancaria.
- ▶ Marco legal con pocos o nulos incentivos fiscales/financieros para desarrollo de proyectos: aun cuando existen incentivos dentro de las leyes de cada uno de los países de la región, estos no son considerados atractivos, lo que no contribuye a que los proyectos renovables puedan ser competitivos con otras tecnologías. Además, en muchos países para beneficiarse de estos estímulos, se debe incurrir en procesos y trámites engorrosos por lo que terminan siendo desestimados.

▶ Poca, nula o ineficiente información sobre el comportamiento solar en las diferentes zonas de los países.

Análisis FODA de Proyectos Geotérmicos

Fortalezas:

- ▶ Reduce las importaciones de combustibles: debido que el principal insumo para la generación de proyectos hidroeléctricos no depende del petróleo.
- ▶ Disminuye el grado de dependencia de las fuentes no renovables.
- ▶ Desarrollo de actividades económicas e industriales, con efectos positivos sobre la economía y el empleo.
- ▶ Reducido impacto sobre la naturaleza.
- ▶ Bajas emisiones de dióxido de carbono a la atmósfera: la utilización de tecnologías con generación renovable no producen emisiones de gases de efecto invernadero, lo que sí ocurre con la utilización de combustibles fósiles.
- ▶ Altas eficiencias en la generación eléctrica.
- ▶ No depende del clima para su generación.
- ▶ Costos competitivos por \$/kW instalado; y por ello, bajos costos de energía.
- ▶ Bajos costos de O&M.
- ▶ Vidas útiles altas de los proyectos comparados con otras energías renovables.
- ▶ Precios de la generación geotérmica no sujeta a factores económicos, en comparación con el petróleo.
- ▶ El área de terreno requerido por las plantas geotérmicas por megavatio es menor que otro tipo de plantas: no hay necesidad de la construcción de represas, tala de bosques, ni construcción de tanques de almacenamiento de combustibles.

Oportunidades:

- ▶ Potencial geotérmico poco explotado.
- ▶ Beneficios de certificados de reducción de emisiones.
- ▶ Alto interés de los países en desarrollar proyectos de energías renovables.

▶ Las energías renovables pueden reemplazar un buen porcentaje de la generación alimentada por combustibles fósiles: la región posee un alto potencial de generación a partir de fuentes renovables.

▶ Incremento en el costo de la energía producida por combustibles fósiles: los precios de la energía de plantas de generación térmica dependen del precio del petróleo, el cual presenta una tendencia incremental.

▶ Creación de nuevos empleos.

Debilidades:

- ▶ Altas inversiones de capital para el desarrollo de los proyectos.
- ▶ Altos costos exploratorios y de investigaciones de campo.
- ▶ Escaso conocimiento e información limitada de la energía geotérmica (tecnología para uso directo o eléctrico).
- ▶ Falta de controles de calidad y estándares técnicos.
- ▶ La eliminación de aguas residuales con pequeñas cantidades de productos químicos (boro y arsénico) y gases (H_2S y CO_2) es un tema importante, 1 – 2% del costo de producción para su tratamiento.
- ▶ Proyectos geotérmicos podrían provocar pequeños sismos en las áreas circundantes.
- ▶ Proyectos riesgosos en el desarrollo: altos costos de investigación sin certeza de éxito.
- ▶ Los puntos de extracción no son fácilmente detectables y son escasos.

Amenazas:

- ▶ Nula inversión en Investigación y Desarrollo (I+D).
- ▶ Poca especialización profesional en Centroamérica.
- ▶ Falta de planes de incentivos e incertidumbre sobre el futuro de estos planes.
- ▶ Limitado acceso a recursos de capital: debido a los altos riesgos que se incurre en este tipo de proyectos, el financiamiento en etapas de exploración es muy difícil de obtener.
- ▶ Toda la tecnología y los equipos proceden del extranjero.

6.3 Mecanismos para mitigar las barreras que no permiten la ejecución de proyectos de generación de fuentes renovables

6.3.1 Generales

El siguiente mecanismo para mitigar la barrera del financiamiento se deberá aplicar a todos los países de Centroamérica:

Acceso al financiamiento

El costo y el porcentaje de apalancamiento del proyecto es fundamental para que el desarrollador decida realizar la inversión y pueda construir el proyecto. En estos casos, el BCIE podría jugar un papel fundamental en el proceso, por ejemplo dar garantías colaterales para que los bancos de la región decidan aumentar la participación en el financiamiento de los proyectos y aumenten su porcentaje de participación, además de proponer un costo menor de los recursos o, un mayor porcentaje de financiamiento si la participación local aumenta para el desarrollador y viceversa. Actualmente el Proyecto ARECA, tiene un “Programa de Garantías Parciales de Crédito”¹²⁶ para pequeños proyectos de energía renovable, que viene a ser un complemento a las garantías que solicitan los bancos comerciales para otorgar un financiamiento. Este mecanismo provee entre otras cosas un monto garantizado del 35% del monto del crédito otorgado por la institución financiera, hasta un máximo de un millón de dólares por proyecto.

Adicionalmente, el BCIE podría formar parte de la sindicación bancaria requerida para financiar proyectos (sumando fortalezas especialmente en países con banca poco desarrollada o relativamente pequeña) y colaborar con el “*due diligence*” del proyecto (poniendo a sus ejecutivos especialistas en el tema, y entregando confianza a bancos que tienen una cartera de préstamos diversa, y que no poseen en su “*staff*” especialistas para analizar los proyectos de energía renovable. Actualmente el Proyecto ARECA incluye también la Unidad de Finanzas Corporativas, (FINCORP), la que busca brindar soluciones financieras innovadoras que faciliten la inversión, el otorgamiento de créditos y la multiplicación de sus recursos.

Otro mecanismo es la posibilidad de respaldar emisiones de título para financiar el desarrollo de los proyectos. Este mecanismo permite hacer que la sociedad se pueda beneficiar de las inversiones en energía renovable, así como participar en el desarrollo de este importante tipo de energía. Además se incentivaría un nuevo mecanismo en la región para el financiamiento de los proyectos, lo que permite la participación mayor de la sociedad, pues se podría socializar aun más (por ejemplo con fondos de pensiones, esquemas cooperativos y otros, que necesiten rentabilidad a largo plazo). Complementaría además el trabajo de los capitales fuertes de la región o los extra-regionales. Con lo anterior, se crearía riqueza que quedaría ampliamente distribuida en Centroamérica.

Disponibilidad de Equity

Existen varias maneras de mejorar la posición de los desarrolladores locales, una con respecto a las condiciones del financiamiento y sus aportes y otra respecto a la apreciación del riesgo por parte del ente financiero.

Primero, es fundamental apalancar el proyecto lo más posible. Se propone realizar una diferenciación en cuanto al capital social de la empresa para que la entidad financiera decida el porcentaje de financiamiento, considerando las otras premisas constantes de decisión. También se propone que entre mayor porcentaje de participación de desarrolladores locales en la composición accionaria, más apalancamiento se dé a la sociedad desarrolladora (de esta manera se incentiva a los locales a mantener un porcentaje de propiedad mayor y se crea riqueza en la región, pues los capitales foráneos se expatrian).

En cuanto a la forma en que se aporta el capital, se debe considerar el realizarlos “*paripasu*”, es decir, mediante aporte de capital en la proporción acordada con la entidad bancaria, cada vez que esta realiza un desembolso financiero.

Otra forma de mitigar esta barrera es que el BCIE apoye la titularización de proyectos de energía renovable, mediante garantía de liquidez por un porcentaje del proyecto; de esta manera el desarrollador crea confianza en el inversionista y tiene flexibilidad en el pago de los intereses (caso de atrasos, fallas, clima, etc.). Mediante este mecanismo el apalancamiento sube, el proyecto queda en manos de locales creando riqueza y se fortalece el mercado de valores, y muchos se benefician de los rendimientos del

126. Disponible en el sitio web de ARECA (Inicio / Productos / Programa de Garantías Parciales de Crédito)

proyecto socializando los beneficios, pues se puede abarcar a un mayor porcentaje de la población con la participación en este tipo de negocios. Además podría el BCIE participar en préstamos subordinados para el “equity” del proyecto.

Otra manera de mitigar esta barrera es mediante la creación de un fondo de inversión que apoye a los desarrolladores locales en deuda “mezzanine” o subordinada, que permita contar con los recursos del caso. También por medio de la creación de un fondo de participación en el capital por un tiempo perentorio o una cláusula de salida en un período de cinco a siete años con un *Premium* que beneficiaría al fondo para hacerlo crecer.

Por otro lado, en la región latinoamericana, existen instituciones que invierten en el “equity” del proyecto, como es el caso del Grupo ECOS¹²⁷. Estos invierten en el “equity” de proyectos que se encuentren en etapas avanzadas, con todos los estudios requeridos realizados por empresas con trayectoria sólida y comprobable, preferiblemente con PPA o una estrategia comercial bancable y que se encuentren en una etapa avanzada en las negociaciones de financiamiento. ECOS entra idealmente en el cierre financiero, momento que se compromete todo el capital requerido para la construcción del proyecto. ECOS busca una posición minoritaria en los proyectos con montos de inversión que van de dos a 10 millones de dólares por proyecto (porción de este grupo por una participación accionaria variable dependiendo del tamaño total del proyecto).

Recursos para la etapa de Pre-inversión

En la etapa temprana de los proyectos es importante dar a los promotores alguna clase de herramientas y permisos que le aseguren la continuación de su trabajo. Un esquema claro de otorgamiento de licencias y requisitos ambientales facilita esta labor, y les permite a los inversionistas asumir cierto riesgo. Por otro lado, una alternativa menos gravosa es asociar estos costos de pre-inversión como un porcentaje de los gastos requeridos para lograr la factibilidad del proyecto. En este sentido, el Proyecto ARECA, promueve a través del BCIE, mediante el Departamento de Pre-inversión y Cooperación Técnica (PCT)¹²⁸, brindar y canalizar apoyo técnico y financiero para la generación de proyectos, la administración de procesos licitatorios

127. <http://www.grupoecos.com/>

128. Véase por ejemplo: <http://www.proyectoareca.org/?cat=1006&title=Pre-Inversión&lang=es>

y la administración de fondos y fideicomisos, así como también brindar apoyo al gobierno y al sector privado para obtener financiamiento para estudios de pre-inversión que determinan la viabilidad del proyecto. Por otro lado, el Sistema de Integración Centroamericana (SICA) a través de la Alianza en Energía y Ambiente con Centroamérica (AEA)¹²⁹ otorga financiamiento no reembolsable para estudios de pre-inversión condicionado a que la unidad ejecutora/desarrollador tenga la suficiente capacidad técnica y financiera para realizar el proyecto.

Precio de la Energía

En el caso del precio de la energía, para mitigar las distorsiones generadas por las externalidades de los proyectos no renovables, el mecanismo utilizado es el de cobrar un “impuesto” a las fuentes no renovables, de manera tal que estas internalicen los costos que le imponen a la sociedad. Así, los precios que pueden ofertar son necesariamente mayores, lo que las equipara con las fuentes renovables. Véase por ejemplo la sub-sección N° “6.3.6. Experiencias Internacionales” (numeral 6.3.6.i, punto 2) donde se describe el sistema de *Certificados Verdes*, de uso extendido en la Unión Europea.

En el caso de la existencia de monopsonios, esta barrera se puede mitigar implementando licitaciones transparentes que permitan comprar más energía a las fuentes más baratas. Sin embargo, también se tiene que pedir mayor intervención de la autoridad reguladora correspondiente para que corrija esta imperfección del mercado eléctrico, y nivele las condiciones de compra y venta entre los pequeños productores y el monopsonio de compra. Por otro lado, se podría acoger una metodología para la definición del precio que sea aplicable a cada tipo de energía a desarrollar, y que no sea la definición por medio de negociación, pues da incertidumbre y por tanto aversión al riesgo. A través de políticas e incentivos dirigidos al precio de renovables con una tarifa superior, podría mitigarse este problema. Por otro lado la integración en el MER permite que los generadores puedan ofertar su producción a un número mayor de potenciales compradores, lo que reduce la situación de monopsonio.

En el caso de Honduras, la metodología de costo marginal considera los costos en el sistema eléctrico, pero no particulariza por metodología o fuente de

129. Más información en el sitio web de la AEA: <http://www.sica.int/energia/index.aspx>

generación, obteniéndose una señal de precio que no revela el valor necesario para viabilizar los proyectos renovables. Incluso al ser el análisis de corto plazo, no se consideran las inversiones que representan un aspecto fundamental en la valoración de los proyectos renovables. Se debería considerar el costo marginal de largo plazo en vez del corto plazo.

Acceso a las líneas de transmisión

En el caso de Guatemala, es importante señalar que el MEM y CNEE están promoviendo, a través de su política energética el Plan de Expansión del Sistema de Transporte; que el circuito eléctrico se amplíe a las zonas boscosas al norte del país, lo que facilitará la incorporación de más energía renovable a la red.

Establecer Contratos de Largo Plazo:

Es fundamental evolucionar hacia contratos de largo plazo que permitirán una incorporación más competitiva y una mayor presencia de proyectos de energía renovable en la región. Por ende, se deberá continuar promoviendo las licitaciones que busquen establecer contratos de largo plazo, como se hace evidente en el caso de Guatemala en el siguiente ejemplo¹³⁰, que se anunció el 10 de febrero de 2011, informando sobre una licitación para ofrecer suministro de energía eléctrica por 800 MW, con un plazo de 15 años. Así mismo, en este caso, se buscan promover las energías renovables, ofreciendo a los interesados en proveer generación con recursos renovables, un precio por la compra de las bases de la licitación 15 veces menor que los interesados en ofertar energías fósiles. Lo anterior, reduce el riesgo asociado a financiar proyectos de este tipo, que no pueden optar por financiamiento al no tener las condiciones necesarias en el caso de contar solamente con contratos de corto plazo.

Agilizar procesos y entrega de permisos

Deben minimizarse los tiempos de entrega de permisos y crear unidades especializadas y capacitadas en proyectos de energías renovables para facilitar la tramitología, aprobar los estudios y brindar las licencias correspondientes. Por eso es necesario que las instituciones relacionadas con estos procesos desarrollen planes de capacitación al personal, de manera que puedan brindar las respuestas de forma ágil y expedita.

130. Ver por ejemplo: Prensa Libre, 2011

Por otro lado, es importante definir un esquema claro de jerarquización y un flujograma del proceso de los diferentes trámites a efectuar, de manera que el desarrollador tenga un entendimiento claro de la secuencia de pasos a seguir.

Crear incentivos adicionales:

Para desarrolladores de proyectos de energía renovable, deberían de crearse y evaluar incentivos adicionales de mercados, como por ejemplo, establecer una tarifa superior al precio de mercado para generación proveniente de fuentes renovables y brindar prioridad al despacho de estas plantas con el propósito de hacer más atractiva la inversión. Esto debido a que los incentivos fiscales han demostrado no ser lo suficientemente atractivos para que se fomenten fuentes renovables. En el caso de El Salvador, como primer punto se deberían brindar incentivos fiscales efectivos que incluyan a todos los proyectos renovables convencionales y no convencionales.

Utilizar contratos no estandarizados

Si no se revelan todas las externalidades o costos ambientales de las fuentes fósiles, los contratos estandarizados estarán trabajando en contra de la incorporación de fuentes renovables, lo que finalmente da como resultado una mayor presencia de energía térmica en la matriz energética. Se requiere entonces de políticas públicas que permitan a los renovables competir entre ellos, igual que a los térmicos, pero no mezclar la competencia entre fuentes energéticas en condiciones desiguales. Esto beneficiaría las energías renovables no convencionales como eólica, solar y biomasa, que funcionan en términos muy distintos a las fuentes de energía firmes.

Hacer más eficiente el sistema de redes

Se debe hacer más eficiente la operación de despacho a cabo de una mayor inversión en el sistema de redes. El despacho de carga es el corazón del sistema eléctrico y una función eminentemente técnica, que cuida por la seguridad del suministro y por el control de la frecuencia y el voltaje. Ordena la entrada y salida de plantas con base en los pre-despachos. La planta normalmente instala protecciones con base en la configuración de la red a la cual está interconectada. En el caso de Honduras, cambios en el diseño y operación de la red deben ser reportados con tiempo a los operadores eléctricos que usan esa transmisión, para ajustar sus protecciones y no quedar expuestos a fallas en sus plantas.

Participación en el MER

Con respecto a la limitante del tamaño del mercado, El Salvador y demás países de la región pueden aprovechar el desarrollo del MER y pueden ampliar oportunidades para los generadores y comercializadores, mediante el suministro de electricidad en este mercado regional. Para ello es importante contar con recursos de respaldo para contratos de compra de energía de períodos mayores a 10 años.

Marco regulatorio

Se debe de establecer una reforma o crear un nuevo marco regulatorio para incentivar la generación de energía con fuentes renovables, que permita el desarrollo integral del sector y diversifique la oferta en generación eléctrica. Este marco debería establecer una clara diferencia entre los generadores renovables y térmicos, de manera que se pueda distinguir la forma en que se reglamenta su operación y los incentivos que estén siendo creados. Por otra parte, ante cambios que se realicen al marco regulatorio, se deben establecer mecanismos que brinden la seguridad jurídica al inversionista para que pueda comercializar la energía generada, esto puede ser mediante la consideración de precios preferenciales para la energía inyectada a la red por estos proyectos renovables, estableciendo los requisitos que estos proyectos deberán cumplir para acceder a estos beneficios.

En el caso de El Salvador, actualmente el CNE está elaborando un estudio y 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 lo que se espera que esta barrera se minimice en el corto plazo.

En Nicaragua se deben revisar las leyes relacionadas con la parte fiscal, pues estas obligan al desarrollador a hacer retenciones sobre los pagos a proveedores extranjeros. Asimismo, las distribuciones de dividendos que haga una empresa en Nicaragua a su respectivo *holding* están forzadas a pagar impuesto. En este sentido, se propone que se deben de crear incentivos fiscales para los proyectos de energía renovable como la de una tasa de retención menor durante las etapas de pre-inversión, dado que son los desarrolladores quienes asumen esta carga impositiva, la cual es alta. Por otra parte, para fomentar una inversión en este tipo de tecnologías, se expone disminuir el impuesto a dividendos por un plazo determinado.

En el caso de Costa Rica, se debe de eliminar la limitación de la participación privada en cuanto a los tamaños de los proyectos, de manera que evite desaprovechar el uso óptimo de los sitios.

Proponer un modelo de mercado competitivo y con un mercado mayorista

Para el caso específico de Costa Rica, se debe cambiar la normativa para que los privados o los generadores en general puedan colocar sus excedentes, ya sea en el mercado local o regional. También debe promoverse la participación de varios actores en la compra-venta de energía a la red centroamericana. Costa Rica está actualmente proponiendo una nueva ley de electricidad, con la cual se busca entre otras cosas crear un mercado mayorista en competencia y un mercado de ocasión para los excedentes. Se está en proceso de revisión exhaustiva de las nuevas propuestas de ley para evaluar cuál es la mejor para al país.

Potenciar el desarrollo de pequeños proyectos

En el caso de El Salvador, se deberá establecer un nuevo marco regulatorio que busque potenciar a pequeños proyectos, estableciendo reglas para asegurar la conexión en la red de distribución de 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.

Promover licitaciones para obtener Contratos de Compra y Venta de energía (PPA)

Para mitigar esta barrera en Nicaragua, un mecanismo es que, en vez de negociar directamente con la distribuidora, se promuevan más licitaciones que permitan la competencia transparente, y que brinden un contrato modelo con requisitos previamente establecidos. No contar con un contrato modelo, implica una valoración casuística que encarece los costos de transacción y desperdicia las ventajas que se obtienen de una estandarización de las obligaciones, como la derivada de dicho contrato o precontrato.

Tarifas

En el caso de Costa Rica, el ente regulador, ARESEP, debe dar una señal clara de precios y reglas nítidas

en el establecimiento de los mismos. Para esto, se deben eliminar las tarifas genéricas utilizadas a la fecha y se deben crear modelos para establecer tarifas para cada tipo de tecnología, considerando además diferentes tamaños de planta, con el propósito de darle seguridad al inversionista e incentivar nuevos proyectos renovables. Sin embargo, el gobierno también debería crear un marco jurídico más estable y transparente, debido a que la ley actual no crea condiciones suficientes para la protección a los inversionistas, principalmente por el tema de fijación anual de la tarifa. Además, el gobierno podría dar otros incentivos, como por ejemplo subsidios a tarifas, cuando la esta es menor de lo que el inversionista espera, o una tarifa clara para la generación distribuida. Esto daría incentivos al inversionista que va a traer el equipo, pero también al consumidor que los comprará e instalará.



6.3.2 Hidroeléctrica

Oposición de las comunidades

Es importante desarrollar mecanismos de diálogo entre los inversionistas y los líderes comunales para facilitar la obtención del apoyo de las comunidades a través de condiciones que beneficien a estas últimas. Así mismo, demostrar el impacto positivo que tienen este tipo de proyectos a nivel social, por ejemplo en desarrollo local, creación de capacidades, innovación tecnológica, beneficios ambientales, fuente de trabajo, creación de riqueza y mejores oportunidades para las comunidades que los apoyan. Véase la sub-sección N° “6.3.6. Experiencias Internacionales” (Numeral 6.3.6iii. *Mecanismos para buscar apoyo de los proyectos hidroeléctricos*). Sin embargo, estos beneficios no son obligación del desarrollador sino producto de un acuerdo con la comunidad, y no pretenden sustituir las obligaciones que corresponden al Estado, quien es el que debería de crear mecanismos que promuevan el progreso a las comunidades ubicadas en las zonas del desarrollo de los proyectos. Otros mecanismos como escudos fiscales pueden ser implementados para poder recuperar un porcentaje de estas inversiones, de manera que no representen una carga que aumente el costo del proyecto y el costo de la energía, y que haga menos competitivo la energía renovable frente a alternativas térmicas.

En este sentido, deben de existir mecanismos implementados por el Estado para que las

comunidades ubicadas en los sitios sean beneficiadas con un aumento en los recursos destinados a la zona, como por ejemplo trasladar parte de los impuestos recaudados para mejorar la calidad de vida de esos habitantes.

En el caso de la oposición de grupos indígenas, se debe buscar apoyo también de parte del Estado para promover una coordinación tanto con líderes de dichos grupos, representantes del proyecto y funcionarios del Estado que faciliten los procesos de negociación entre las partes. Por un lado, que existan políticas que hagan que el proyecto genere espacios que permitan un apoyo al desarrollo económico de las comunidades indígenas y, por otra parte, que el Estado forme condiciones para que los beneficios públicos como empleo y energía, puedan ser aprovechados también por estos grupos.

Factor climático

Una opción para mitigar esta barrera es que se autorice al comprador de la energía (llámese agente o comercializador) un canon que se incorpore al valor de la energía, para que pueda mitigar cualquier fluctuación climática de generación y responder por el suministro que está garantizando el desarrollador. Esto evitaría el establecer una multa en el caso de incumplimiento de contrato para proyectos hidroeléctricos y disminuiría el riesgo financiero del proyecto, al no contar con posibles desembolsos por multas. Por otra parte, si la central hidroeléctrica para evitar estas penalidades recurre a la compra de energía, esto también afecta negativamente al proyecto, dado que se debe comprar la energía al precio que se encuentre en el mercado *spot*, el cual puede ser mayor de lo pronosticado, y este tipo de acciones afectan el flujo de caja del proyecto perjudicando la rentabilidad del mismo, además de que es difícil hacer un pronóstico sobre el comportamiento futuro de los precios de la energía. Por ello la reserva o el canon propuesto puede ayudar a minimizar el riesgo del inversionista.

Otra opción que se puede aplicar dentro del mediano y largo plazo, es la instalación de más estaciones de datos (hidrológicos y meteorológicos) así como con la implementación de modelos climáticos que mejoren su pronóstico, y esto se puede financiar (parcial o totalmente) con los cánones del mercado eléctrico, pues estarían al servicio de todos los actores del sistema de generación, así como de otras organizaciones interesadas en esta información (ejemplo: riego, prevención de desastres, etc.)

Estudios de Impacto Ambiental EsIA

En la obtención de los EsIA, que generalmente presentan una de las mayores barreras para el caso de proyectos hidroeléctricos, se deben establecer procedimientos claramente definidos para la evaluación de estos estudios, para que las partes puedan efectuar una revisión satisfactoria de los mismos, y evitar confusiones e inconsistencias que perjudiquen una etapa tan costosa como la del EsIA, y atrasen la tramitación del proyecto. Por ende, es de gran relevancia normar el proceso para la aprobación de estos estudios con el propósito de dar una respuesta expedita a los proyectos. Así mismo, los funcionarios públicos responsables de este proceso deben tener claramente definido el proceso a seguir para evitar trámites que resulten innecesarios y que alarguen el tiempo para recibir el permiso correspondiente.

Agilizar trámites y permisos

Se deberían establecer tiempos razonables de entrega de permisos. Adicionalmente, es necesario establecer el proceso óptimo y evitar la realización de actividades que no aportan valor a los proyectos. Se recomienda también la elaboración de directrices claras para los procedimientos de autorización, en los que es necesario incorporar plazos obligatorios de respuesta para las autoridades competentes. Una herramienta útil podría ser la de fijar índices de aprobación para comprobar la eficiencia y eficacia del proceso. En el caso de Guatemala, donde se presentan barreras para la obtención de concesiones, las autoridades deben desarrollar procesos simples y claros, con el objetivo de que los desarrolladores puedan cumplir con los requisitos solicitados en tiempo y forma. Asimismo, los plazos y tiempos de cada trámite debería estar claramente definidos, y las instituciones encargarse de buscar las maneras de cumplir con lo expuesto. Lo anterior, para evitar que la tramitología sea larga y compleja, y que muchos desarrolladores no finalicen el proceso.

Brindar claridad en los procesos

Los procesos que debe gestionar un desarrollador deben estar explicados de una manera clara y sencilla. Por otra parte, al existir inquietudes, los funcionarios involucrados podrían orientar los pasos a seguir para evitar que se incurra en un gasto de tiempo y costos innecesarios. En el caso de Nicaragua, para obtener el permiso de agua se debe establecer una tramitología clara y sencilla que evita incrementar los costos y atrasos para los desarrolladores de

proyectos. Asimismo, establecer un servicio único de autorización, contribuiría a evitar confusiones a los inversionistas.

Dar claridad y promover el “know-how”

Tanto los desarrolladores como los grupos financieros requieren el conocimiento técnico que les permita, a los primeros promover proyectos factibles financiera y ambientalmente, y a los segundos evaluar las condiciones del proyecto de tal forma que puedan avalar los créditos requeridos. Cuando se percibe debilidad en este campo es necesario efectuar la capacitación del caso e incorporar experiencia de otros países o regiones. Así mismo, tomar en cuenta la contratación de firmas consultoras especializadas en el desarrollo de este tipo de proyectos.

Servidumbres o movilizaciones

Es fundamental el respeto a la propiedad privada. En el caso de proyectos renovables deben existir mecanismos que permitan a las partes llegar a acuerdos, de tal manera que los dueños de la propiedad reciban una indemnización decorosa. En caso de no llegar a acuerdos, debe existir un mecanismo que, ante los ojos de un árbitro, resarza a los dueños de la propiedad privada y permita a los desarrolladores de los proyectos seguir adelante con su trabajo, independientemente de que las partes continúen con los litigios por las causas que defienden. La normativa sobre servidumbres y movilizaciones no debe excluir a ningún actor del sector eléctrico, sea este público o privado.

Cumplimiento en el plazo para firmar contratos BOT

En el caso de Costa Rica, este es un aspecto que definitivamente se debe mejorar para cumplir los plazos de la obtención de permisos. Está muy claro lo que se debe incluir y la información a presentar, sin embargo, depende mucho de la apreciación del evaluador, la profundidad de la documentación y el respaldo de la información presentada. Una respuesta en tiempo y forma sobre los trámites en proceso es fundamental para que los plazos no se alarguen y el proyecto no se retrase. La entidad que compra, o sea el ICE, debe jugar un papel de apoyo, considerando que se trata de una forma de concesión de sus propias obras (pasarán a ser de su propiedad al final del plazo contractual), y no se debe limitar a esperar.

Obtención de los beneficios de Certificados de Reducción de Emisiones

Este mecanismo compensa parcialmente las externalidades o costos ambientales negativos de la generación térmica. Sin embargo, debe permitirse al proyecto renovable la recepción de estos ingresos, pues de lo contrario el efecto es doblemente adverso considerando los altos costos de transacción que se deben pagar de antemano, para demostrar la adicionalidad y gozar de este beneficio, asunto particularmente sensible para los pequeños proyectos hidroeléctricos. En estos casos se deben buscar propuestas de proyectos “sombra”, los cuales incluyen varios aprovechamientos renovables pequeños, lo que permite a su vez tener economías de escala y viabilizar los beneficios por los certificados de reducción de emisiones, al distribuir sus costos de transacción. Así mismo, se debe considerar la contratación de expertos que tengan la capacidad de brindar asistencia técnica, para superar esta dificultad, y efectuar la capacitación de las personas que lo ameriten para que los proyectos puedan cumplir con los requisitos y puedan beneficiarse de estos ingresos.

Depósitos en Garantía

En el caso de Nicaragua, los proyectos de generación térmica se benefician de pagar una menor tasa para las garantías sobre la licencia del uso del recurso (1%); se debería hacer un estudio para establecer una tasa que permita que los proyectos hidroeléctricos no sufran este desincentivo de pagar un depósito de garantía del 7% del valor de las inversiones. Por otra parte, los proyectos térmicos deberían de incluir el costo ambiental que traen consigo estos y reflejarlos en la tasa correspondiente.

Solucionar problemas de interconexión

En Nicaragua, el problema es derivado de una pobre regulación que no exige a los dueños de las líneas de transmisión un mantenimiento y operación correctos. Aunado a esto, se deberían establecer acciones para dar un seguimiento al cumplimiento de las regulaciones ya establecidas. Aquí es necesaria una fuerte intervención del órgano regulador en materia de calidad de redes eléctricas. En el caso de Panamá, la generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovables por lo general está conectada con la red eléctrica de distribución y, en muchos casos, se deben realizar inversiones en conexiones, extensiones y refuerzos de la red. Es preciso disponer de normas

transparentes para asumir y compartir los costos de inversión en la red, especialmente cuando se trata de redes de distribución, ya que muchos obstáculos de conexión a la red proceden de la falta de normas de este tipo. Además es necesaria una regulación que exija a los dueños de las líneas de transmisión un mantenimiento y operación correctos.



6.3.3 Geotérmica

Práctica común

En el caso de Guatemala, Honduras y Panamá, que aún no cuentan con energía geotérmica, es necesario fomentar la diversidad tecnológica en generación, y el conocimiento de estas tecnologías por parte de los funcionarios y oficiales encargados de trámites y permisos gubernamentales. Se propone que recurran a las experiencias logradas en otros países como El Salvador, Nicaragua y Costa Rica, donde esta energía ya está más madura y continúa en crecimiento así como a la experiencia de diversas partes del mundo. Esto para incrementar capacidades técnicas tanto en los desarrolladores, como dentro de las entidades encargadas de dar los permisos y aprobaciones.

Minimizar la oposición de las comunidades

En el caso de Guatemala, donde se presenta gran oposición de las comunidades a este tipo de proyectos, tanto el gobierno, como los interesados deben desarrollar campañas de información ante la población en general, para explicar las bondades y las ventajas de este tipo de energía, así como los medios con que se cuenta para mitigar los posibles impactos negativos de la exploración de esta fuente.

Capacitar personal local

En el caso de Nicaragua, que se ha visto afectada por la falta de personal capacitado, se propone que dentro de los términos de referencia para los consultores extranjeros de proyectos geotérmicos, se establezcan cláusulas que permitan la participación directa de profesionales locales, para que las experiencias en el desarrollarlo de estos proyectos les permita tener mayores criterios de decisión.

Agilizar trámites para la obtención de concesiones y permisos

En el caso de El Salvador, se recomienda la elaboración de directrices claras para los procedimientos de autorización, en los que es necesario incorporar plazos obligatorios de respuesta para las autoridades competentes. Una herramienta útil podría ser fijar índices de aprobación para comprobar la eficiencia del proceso.

Brindar nuevos incentivos

Este tipo de proyectos tiene un alto costo de investigación y riesgo, pues debe buscarse el recurso en las profundidades de la tierra por medio de perforación y rastreo sismo-geológico. Es útil el apoyo de nuevos incentivos fiscales, particularmente en las etapas tempranas del proyecto.

Apertura del mercado costarricense

En el caso de Costa Rica, actualmente solo el Estado, por medio del ICE, puede hacer uso de los recursos geotérmicos. Es necesario permitir el espacio para que desarrolladores privados promuevan energía geotérmica, no necesariamente en parques nacionales, pero sí en otros sitios fuera de esas áreas, e incluso con nuevas tecnologías no tradicionales que aprovechen este recurso. El proyecto de la nueva propuesta de ley con expediente legislativo 17812 no contempla esta posibilidad, pero el proyecto con expediente legislativo 17666 sí lo contempla. La discusión actualmente está en la Asamblea Legislativa.



6.3.4 Eólica

Práctica común

Actualmente la tecnología eólica está madura y tiene un alto crecimiento en los sistemas eléctricos de diversas partes del mundo. Si hay falta de experiencia sobre esta tecnología en algunos países de la región, se puede recurrir al desarrollo logrado en otros países como Costa Rica y Nicaragua. Así mismo, el Estado debería de invertir en capacitar al personal correspondiente, que lidia con la aprobación de este tipo de proyectos, para que puedan conocer más sobre las ventajas e impactos positivos de este tipo de energía. Nuevamente, podrían tomar las experiencias de otros países con las distintas tecnologías de generación. Es meritorio

indicar que Honduras ha dado un paso significativo con el inicio de construcción de un proyecto eólico de 100 MW de potencia. La medición del recurso es un requisito fundamental para validar los datos que puedan obtenerse de modelos climáticos regionales o mundiales. Este material será fundamental para justificar, ante las entidades financieras, la viabilidad de los proyectos eólicos. Un proyecto piloto permite explorar las bondades del recurso en un sistema eléctrico y puede emitir información valiosa, así como avanzar en la instalación de estaciones meteorológicas en sitios con manifestaciones de recurso importante.

Agilizar el trámite para obtener la licencia definitiva

Las autoridades pertinentes deben elaborar un procedimiento específico para otorgar la licencia para este tipo de proyectos. Asimismo, estas autoridades deberían contar con personal que conozca las particularidades de este tipo de tecnología, para que puedan revisar y dar las licencias correspondientes de acuerdo a conocimientos técnicos. Esto deberá ir acompañado de un proceso de capacitación interno para desarrollar habilidades y nuevos conocimientos en las unidades administrativas correspondientes.

Definir límites técnicos en el sistema

Las autoridades (ente regulador) deben empezar por definir el factor de penetración eólica, para así tener un valor de referencia sobre la potencia eólica máxima que el sistema puede aceptar. Lo anterior brindaría seguridad a los desarrolladores, y evitaría el hecho de que tengan que demostrar que su proyecto no es el que causa perturbaciones en el sistema eléctrico, y que no sobrepasa los límites, algunas veces aún no determinados con claridad, como pasa en el caso de Nicaragua.

Tipos de contratos

Los proyectos eólicos no se pueden adaptar a un contrato estandarizado, ni pueden competir con las mismas reglas que los proyectos térmicos, pues su capacidad de afirmar potencia es muy limitada, y se enfrentan a una variabilidad alta del recurso. Sin embargo, es una tecnología claramente ubicada dentro de la producción limpia y verde. Además, en el istmo centroamericano el ciclo eólico tiene la virtud de complementarse con el ciclo hidrológico durante el período de estiaje, lo que hace particularmente valiosa esta fuente de energía. Es importante que las licitaciones o contratos consideren estas características para obtener el mejor provecho de este

recurso, o que, por medio de políticas públicas, se establezca un factor de participación en energía eólica y se elaboren licitaciones o subastas de electricidad con la participación de proyectos que promuevan únicamente este tipo de energía.

Mejorar capacidad de transmisión

En el caso de Nicaragua, se debe revisar y mejorar la regulación existente, de manera que esta exija a los dueños de las líneas de transmisión un mantenimiento y operación correctos. Esto para evitar que este tipo de proyectos presenten salidas no programadas del sistema y procesos de frenado en los equipos eólicos que consecuentemente incrementa los costos de mantenimiento y reducen la vida útil de las máquinas. El Gobierno, a su vez, debe de aumentar la inversión en la red de transmisión, y el ente regulador debe actuar para que las partes cumplan con sus responsabilidades.



6.3.5 Solar

Debido a que esta forma de producción eléctrica no es aún competitiva en la región centroamericana, por su alto costo y limitado desarrollo, se propone lo siguiente en todos los países de Centroamérica y Panamá para disminuir las barreras encontradas para este tipo de tecnología:

Reducir el alto costo de este tipo de proyecto

Se deben crear incentivos para reducir el alto costo que tienen estos sistemas sobre todo en el caso de proyectos de pequeña escala. Otra opción es crear fondos para tener acceso a un financiamiento con bajas tasas de interés para no incrementar el costo de estos proyectos. Se debe recordar que estos han sido más desarrollados en zonas aisladas, por ende podrían buscarse mecanismos para que el Estado brinde algún apoyo para lograr obtener este tipo de fondos.

Práctica común

Debido a que falta mayor capacitación técnica, se podrían establecer proyectos pilotos con apoyo de organismos que han aplicado estos sistemas en otros países. De manera que sirvan como referencia dentro del país y permitan la transferencia de tecnología y de conocimientos.

Tipos de contratos

Los proyectos solares tampoco se pueden adaptar a un contrato estandarizado, ni pueden competir con las mismas reglas que los proyectos térmicos, pues su capacidad de afirmar potencia también es limitada, y presentan diferentes características específicas en cuanto al recurso utilizado. Por ende, es importante que las licitaciones o contratos se realicen por tipo de energía, para que consideren las características de cada recurso y obtener un mejor provecho de los mismos. Es valioso desarrollar proyectos modelos para un aprendizaje del proceso que permita adaptar de manera más adecuada los contratos.

Definición de políticas específicas del sector:

Es necesario realizar estudios de la viabilidad de conexión de los sistemas de paneles solares conectados a la red, con el propósito de que se cree una normativa que apoye este tipo de acciones.

6.3.6 Experiencias Internacionales

Esta sub-sección presenta una reseña de los principales mecanismos y 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–, y en el de Brasil. Aunque en este apartado se analizan herramientas, se muestra cómo ha sido la experiencia de los distintos países, en cuanto a su implementación y resultados.

6.3.6.i Mecanismos para crear incentivos: 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 punto analizaremos 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.

1. Feed-in Tariffs (FITs)

El *Feed-In Tariff* (FIT) es uno de los instrumentos normativos más utilizados para impulsar el desarrollo de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC), mediante el establecimiento de una tarifa especial,

premio o sobreprecio, por unidad de energía eléctrica inyectada a la red por unidad de generación ERNC. Es decir, interviene el precio que es recibido por este generador, obteniendo claridad sobre el precio mínimo que le será pagado por concepto de electricidad.

Los elementos esenciales para entender la existencia del FIT son tres, que son entendidas como obligaciones.

- ▶ En primer lugar, y quizás lo más característico de este instrumento, es que la autoridad establece una tarifa mínima, sobreprecio o premio para la electricidad inyectada proveniente de ERNC, tarifa que se tiende a diferenciar según el tipo de energía, tamaño y ubicación de la central ERNC.
- ▶ En segundo lugar, se establece una obligación de acceso a las redes eléctricas de las centrales ERNC, para de esta forma asegurar que los generadores estarán en condiciones de entregar su producto.
- ▶ En tercer lugar, debe existir una obligación de compra de toda la electricidad inyectada al sistema.

En resumen, aunque existen muchas variantes, este tipo de esquemas usualmente incluyen: acceso a la red garantizado, contrato de largo plazo con algún comprador y una tarifa especial, fija o ajustable de acuerdo a 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 cuales son aseguradas por un largo plazo (períodos fijos, por ejemplo tarifas hasta el año 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.

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.

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, en este sistema 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.

Tabla 34 – FITs promedios (€/KWh) vigentes en la UE (Abril de 2010)¹³¹

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 – 0.117	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

131. Europe’s Energy Portal, 2010

6 SECCIÓN 6: Barreras identificadas para el desarrollo de proyectos de energía renovable y mecanismos para mitigarlas

Caso de Brasil

En Brasil, el esquema conocido como PROINFA funciona de manera similar. El esquema 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 consumidores medianos y grandes. Su impacto hasta diciembre del 2010 se resume en la Tabla 35.

Tabla 35 – PROINFA (Brasil)¹³²

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%	1,136.6
Total Instalado	Cant.	57	57.0%	25	25.0%	16	16.0%	2	2.0%	18	18.0%	100
	MW	1,099.65	49.1%	662	29.6%	443.75	19.8%	34.3	1.5%	478.05	21.3%	2,239.7

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 incentivo para otros. Pese a esto, los reportes de la UE indican que estos esquemas han sido eficientes¹³³ en la promoción de energías renovables, particularmente en el caso de proyectos eólicos (*Commission of the European Communities, 2005*). Las FITs hacen un trabajo eficiente, no solo porque retribuyen externalidades positivas, sino también porque permite a estos proyectos competir 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 a un porcentaje fijo o a un cupo de su consumo/producción total de electricidad. Las multas por incumplimiento, en tanto, se destinan a fondos de fomento de las energías renovables 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 energías renovables 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 FIT).

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 FIT.

132. Ministério de Minas e Energia, 2011

133. La eficiencia, en este contexto, se define como “la habilidad de un esquema para incrementar la generación de las energías renovables” *Commission of the European Communities, 2005*.

6.3.6.ii 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*.

Una barrera similar es la **excesiva lentitud 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. En el caso de Centroamérica esto es algo que podrían hacer las asociaciones de energía renovable de la región. 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 denominan “de interés nacional eólico”.

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 solucionar esta barrera 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.

6.3.6.iii Mecanismos para buscar apoyo de los proyectos Hidroeléctricos

Los lineamientos de la *World Commission on Dams* (WCD)

Un problema cada vez más recurrente a nivel mundial es la creciente oposición a proyectos hidroeléctricos; Centroamérica no ha sido la excepción. Las causas para dicha oposición son variadas, pero esencialmente se relacionan con una larga historia de promesas incumplidas como el acceso a la energía, oportunidades de desarrollo y 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 disminución de potencial pesquero en ríos, etc.

Al mismo tiempo, sin embargo, 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 WCD: una entidad sin fines de lucro que reunió expertos de todos los sectores tales como desarrolladores, comunidades minoritarias, sociedad civil, entidades gubernamentales, etc., 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”¹³⁴.

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

134. “*Dams and Development, a New Framework for Decision Making: The Report of the World Commission on Dams*” (WCD, 2000).

deseen inscribirse dentro del marco del Mecanismo de Desarrollo Limpio del Protocolo de Kyoto¹³⁵. Concretamente, existen 26 principios que los proyectos deben cumplir (WCD, 2000); sin embargo, muchos de estos principios no tienen aplicación universal y por ende, la guía debe ser entendida como un “lineamiento”, más que como una normativa rígida y estricta.

Tomando 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 que se mantendrán las condiciones ecológicas que permitirán su igual aprovechamiento por parte de las generaciones futuras.

135. La carta de aprobación nacional es necesaria para que los proyectos hidroeléctricos del MDL puedan vender sus créditos a países de la Unión Europea.



SECCIÓN 7

Conclusiones y recomendaciones

7 SECCIÓN 7: Conclusiones y recomendaciones

▶ Los países de Centroamérica, tienen un gran potencial de alrededor de 27,500 MW de recursos de energía renovable (hidroeléctrico, geotérmico y eólico), y en la región solo han sido instalados cerca de 5,000 MW. Por eso, este potencial debería ser explotado y formar parte del plan de expansión de generación de cada gobierno, para con ello lograr alcanzar las tasas de crecimiento anual en energía, que representan alrededor de 6% promedio para los países, y además, lograr sustituir los proyectos térmicos a mediano y largo plazo por proyectos de energía renovable.

▶ Costa Rica está en un proceso de transición para reformar la Ley General de Electricidad, que determinará como va ser el funcionamiento del mercado y si se va a permitir la apertura del mercado eléctrico. Se espera que a inicios del 2012, se conozca el nuevo proyecto de ley que regirá en el país.

▶ El Salvador también se encuentra en un momento de transición del modelo de precios al modelo de costos, lo que transformará el funcionamiento del mercado y el establecimiento de los precios de compra y venta de energía.

▶ En todos los países de la región, se han creado incentivos para las energías renovables. No obstante, en algunos países, estos estímulos no aplican para todas las tecnologías y no son lo suficientemente atractivos para que compitan con otras tecnologías, ni para generar mayor inversión en el sector. Por otra parte, muchos desarrolladores de proyectos, se han encontrado ante la dificultad de poder cumplir con todos los requisitos para beneficiarse con los incentivos creados.

▶ En cuanto a los incentivos específicos asociados a la escala del proyecto en cada uno de los países, estos son escasos y se limitan, por lo general, a establecer procedimientos ligeramente simplificados para la obtención de permisos y concesiones.

▶ El único país que no cuenta con una ley de incentivos de energía renovable es Costa Rica. Se espera que con el nuevo proyecto de ley de electricidad se generen más incentivos para que nuevos proyectos se desarrollen en el mercado. Sin embargo, esta ley es de apertura y de ordenamiento del mercado eléctrico y no propiamente de incentivos a las energías renovables.

▶ Las normativas técnicas de cada país se diferencian mucho dependiendo del tipo de mercado, ya sean vertical u horizontalmente integrados. En países verticalmente integrados como Costa Rica y Honduras,

estas normativas no están del todo desarrolladas y no están públicamente expuestas, sino que son controladas por un ente único, donde además este es el que las desarrolla y las ejecuta. Guatemala es el país que tiene la normativa técnica más desarrollada y más claramente definida.

▶ El Mercado Eléctrico Regional (MER) no está orientado a energías renovables de pequeña escala sino a proyectos de gran tamaño, con posibilidades de generar economías de escala por su aprovechamiento a nivel regional. Un reto importante va a ser el desarrollar proyectos de envergadura regional; sin embargo el MER, no está buscando promover en sí, el desarrollo de las energías renovables.

▶ La mayoría de los países consideran el MER como una oportunidad, por la posibilidad de comprar electricidad, sin embargo, actualmente muchos no tienen la capacidad instalada (ni la cantidad de generación) suficiente como para vender electricidad dentro de este mercado.

▶ Los países de Centroamérica y Panamá, que forman parte del Tratado Marco del Mercado Regional, están realizando acciones para evolucionar gradualmente de una situación inicial limitada hacia una más amplia, abierta y competitiva, apoyándose en la infraestructura existente y futura, y en las legislaciones y normativas, buscando cada vez más la integración y unificación que pretende el MER.

▶ Sin embargo, en cada uno de los países se deben realizar refuerzos nacionales independientes, mediante estudios especializados sobre las debilidades en cada uno de estos, así como identificación de las medidas que hay que tomar para adaptarse a la Línea del SIEPAC. Lo anterior, le permitirá a cada país realizar un presupuesto y un plan de inversión, ya sea para nuevas líneas, transformadores, tipos de transformación, necesidad de bancos de capacitores o condensadores, entre otros. Así mismo, se debe promover con los bancos multilaterales el apoyo de financiamiento para las mejoras de infraestructura eléctrica de cada país.

▶ Por otro lado, los desarrolladores de proyectos de energía renovable se han enfrentado a una serie de barreras institucionales, normativas y de mercado, que no les han permitido desarrollar los proyectos de energía renovable identificados de una forma más eficiente. Esto pese a que, actualmente todos los gobiernos de Centroamérica y Panamá, tienen deseos de ampliar su generación y capacidad instalada con

fuentes renovables y cambiar su matriz energética basada en plantas térmicas.

► Las tecnologías de generación renovables analizadas presentan grandes ventajas dado que permiten reducir las importaciones de combustibles, disminuyen el alto grado de dependencia del petróleo, sus precios de generación no están sujetos a factores económicos y las emisiones de gases de efecto invernadero son bajas o nulas. Sin embargo, una característica importante de la generación hidroeléctrica, solar y eólica es que su generación está en función de los cambios en el clima y por ende van a requerir de sistemas de generación de respaldo por la variabilidad de la producción.

► En cada país y para cada tecnología se han identificado distintas barreras, sin embargo las barreras enfrentadas más comunes por las tecnologías renovables son de mercado, principalmente por la falta de incentivos, la falta de contratos de largo plazo que limitan el financiamiento, los tipos de contratos de potencia y energía estandarizados (sin diferenciación para las diferentes tecnologías) y además la existencia de tarifas desalentadoras. Así mismo, como barreras generales, se mencionan la falta de capacidades y eficiencia de las instituciones que son parte del proceso de revisión y entrega de permisos, la falta de reglas claras, y la lentitud y burocracia en los trámites y permisos, que han afectado en sobremanera el desarrollo de este tipo de proyectos.

► Es recomendable que cada país examine las barreras expuestas en este documento y evalúe los mecanismos para mitigarlas, para que con ello se puedan tomar acciones concretas que le permitan a los desarrolladores públicos y privados, así como a los inversionistas, realizar nuevos y mejores proyectos, donde se logre maximizar y satisfacer la capacidad instalada, así como la demanda del país. Así mismo, se debe tomar como base la experiencia de otros países y bloques regionales del mundo, con respecto a los principales mecanismos y medidas tomadas para incentivar las energías renovables. Estas acciones exitosas tales como el instrumento *Feed-In Tariffs* (FITs) de Alemania y España, el esquema PROINFA de Brasil, los Certificados Verdes de la Unión Europea, así como las acciones concretas para mitigar barreras administrativas, se deben evaluar por los entes regulatorios de cada país y buscar la manera de adaptarlas al medio y de acuerdo a las características de cada mercado centroamericano.



SECCIÓN 8
Referencias bibliográficas

- ARECA. (2009). *Análisis del mercado Costarricense de energía renovable*. Tegucigalpa.
- ARECA. (2009). *Análisis del Mercado Guatemalteco de Energía Renovable*. Tegucigalpa.
- ARECA. (2009). *Análisis del mercado Hondureño de energía renovable*. Tegucigalpa.
- ARECA. (2009). *Análisis del mercado Nicaragüense de energía renovable*. Tegucigalpa.
- ARECA. (2009). *Análisis del mercado Panameño de energía renovable*. Tegucigalpa.
- Banco Mundial. (2010). *World Development Indicators & Global Development Finance*. Obtenido de <http://databank.worldbank.org/ddp/home.do>
- Canal 15. (29 de Octubre de 2010). *Nicaragua analiza licitar contratos de energía eólica*. Obtenido de <http://www.canal15.com.ni/noticia/21738>
- CEPAL. (2007). *Estrategia Energética Sustentable Centroamericana 2020*.
- CEPAL. (2009). *Anuario Estadístico de América Latina y el Caribe*. Obtenido de http://websie.eclac.cl/anuario_estadistico/anuario_2009/esp/default.asp
- CEPAL. (2010). *Centroamérica: estadísticas del subsector eléctrico*. México D.F.
- CEPAL. (2010). *CEPALSTAT*. Obtenido de Estadísticas de América Latina y el Caribe: <http://websie.eclac.cl/sisgen/ConsultaIntegrada.asp>
- CG/LA Infrastructure LLC. (2009). *3rd Annual Rankings: Infrastructure competitiveness in Latin America*. Washington D.C.
- Commission of the European Communities. (2005). *The Support of Electricity From Renewable Energy Sources*.
- Consejo Monetario Centroamericano. (2010). *Informe Trimestral de Riesgo País* (Septiembre de 2010).
- Consejo Nacional de Energía. (2009). *Política Energética Nacional de El Salvador 2010-2024*.
- El 19 Digital. (25 de Enero de 2011). *Inversiones aportan a desarrollo y transformación de matriz energética en Nicaragua*. Obtenido de [http://www.el19digital.com/index.php?option=com_content&view=article&id=20409:inversiones-aportan-a-](http://www.el19digital.com/index.php?option=com_content&view=article&id=20409:inversiones-aportan-a-desarrollo-y-transformacion-de-matriz-energetica-en-nicaragua&catid=27:economia&Itemid=18)
- desarrollo-y-transformacion-de-matriz-energetica-en-nicaragua&catid=27:economia&Itemid=18
- El Periódico. (26 de Noviembre de 2010). *Avanza la interconexión eléctrica centroamericana*. Obtenido de <http://www.elperiodico.com.gt/es/20101126/economia/183972>
- Europe's Energy Portal. (2010). *Feed-in tariffs*. Obtenido de <http://www.energy.eu/#Feedin>
- Freedom House. (2007). *Freedom House*. Obtenido de Índice de Derechos Políticos y Libertades Civiles: <http://freedomhouse.org/template.cfm?page=457>
- Hansen, T. (2001). *Distributed generation: Can The Interconnection Barriers be Overcome?*
- Instituto Costarricense de Electricidad. (2009). *Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2010-2021*. San José.
- Instituto Nicaragüense de Energía. (2000). *Normativa de Operación - Tomo Normas de Operación Comercial*. Managua.
- La Nación. (26 de Enero de 2011). *Planta Pirrís producirá energía desde setiembre*. Obtenido de <http://wfnod01.nacion.com/2011-01-26/ElPais/NotasSecundarias/ElPais2663048.aspx>
- La Prensa. (26 de Enero de 2011). *Arranca construcción de proyecto eólico en Honduras*. Obtenido de <http://www.laprensa.hn/content/view/full/472835>
- La Prensa Gráfica. (22 de Febrero de 2011). *SIGET extendería plazo para presa El Chaparral*. Obtenido de <http://www.laprensagrafica.com/economia/nacional/173575-siget-extenderia-plazo-para-presa-el-chaparral.html>
- Ministério de Minas e Energía. (2011). *Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energía Elétrica*. Obtenido de <http://www.mme.gov.br/programas/proinfa/>
- Noticias de Guatemala. (24 de Agosto de 2010). *Inauguran hidroeléctrica Xacbal en Quiché*. Obtenido de <http://noticias.com.gt/nacionales/20100824-inauguran-hidroelectrica-xacbal-en-quiche.html>
- Pan American Health Organization. (2009). *Health situation in the americas - Basic Indicators*.

8 SECCIÓN 8: Referencias bibliográficas

PNUD. (2010). *Informe sobre Desarrollo Humano 2010 del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo*.

Prensa Libre. (10 de Febrero de 2011). *Licitan compra de energía eléctrica*. Obtenido de http://www.prensalibre.com/economia/Licitan-compra-energia-electrica_0_424757528.html

Proceso Digital. (26 de Enero de 2011). *Gobierno firma millonario convenio con el BID para fortalecer la ENEE*. Obtenido de <http://www.proceso.hn/2011/01/26/Nacionales/Gobierno.firma.millonario/32987.html>

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

SIECA. (2010). *Secretaría de Integración Económica Centroamericana*. Obtenido de Indicadores demográficos, económicos y comerciales: www.sieca.int/site/VisorDocs.aspx

Terra. (09 de Agosto de 2010). *La capital de Costa Rica tendrá su primer parque de energía eólica*. Obtenido de http://economia.terra.com.co/noticias/noticia.aspx?idNoticia=201008091953_AFP_195300-TX-KBZ73

WCD. (2000). *Dams and Development: A New Framework for Decision-Making*.

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

Banco Centroamericano de Integración Económica
Gerencia de Productos y Programas de Desarrollo
Departamento de Programas y Fondos Externos
www.bcie.org



www.proyectoareca.org

- ▶ **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