

SOL, VIENTO, FUEGO Y AGUA

EL FUTURO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES
NO CONVENCIONALES EN CENTROAMÉRICA

Alberto Levy
Fernando Anaya
Arnaldo Vieira de Carvalho



SOL, VIENTO, FUEGO Y AGUA

**El futuro de las Energías Renovables
no convencionales en Centroamérica**

**División de Energía
Sector de Infraestructura y Energía**

**Alberto Levy
Fernando Anaya
Arnaldo Vieira de Carvalho**

Catalogación en la fuente proporcionada por la Biblioteca Felipe Herrera del Banco Interamericano de Desarrollo

Levy, Alberto.

Sol, viento, fuego y agua: el futuro de las energías renovables no convencionales en Centroamérica / Alberto Levy, Fernando Anaya, Arnaldo Vieira de Carvalho.

p. cm. — (Monografía del BID ; 547)

Incluye referencias bibliográficas.

1. Renewable energy sources-Central America. 2. Interconnected electric utility systems-Central America. 3. Energy policy-Central America. 4. Energy development-Central America. I. Anaya, Fernando. II. Vieira de Carvalho, Arnaldo. III. Banco Interamericano de Desarrollo. División de Energía. IV. Título. V. Serie.

IDB-MG-547

JEL codes: D02, L14, N70, Q42

Keywords: Energías Renovables, Centroamérica, Energías Renovables No Convencionales, Regulaciones, Políticas Públicas, Oferta, Demanda, Organización del Mercado.

Copyright © [2017] Banco Interamericano de Desarrollo. Esta obra se encuentra sujeta a una licencia Creativo Commons IGO 3.0 Reconocimiento-NoComercial-SinObrasDerivadas (CC-IGO 3.0 BY-NC-ND) (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/3.0/igo/legalcode>) y puede ser reproducida para cualquier uso no-comercial otorgando el reconocimiento respectivo al BID. No se permiten obras derivadas. Cualquier disputa relacionada con el uso de las obras del BID que no pueda resolverse amistosamente se someterá a arbitraje de conformidad con las reglas de la CNUDMI (UNCITRAL). El uso del nombre del BID para cualquier fin distinto al reconocimiento respectivo y el uso del logotipo del BID, no están autorizados por esta licencia CC-IGO y requieren de un acuerdo de licencia adicional.

Note que el enlace URL incluye términos y condiciones adicionales de esta licencia.

Las opiniones expresadas en esta publicación son de los autores y no necesariamente reflejan el punto de vista del Banco Interamericano de Desarrollo, de su Directorio Ejecutivo ni de los países que representa.



ABSTRACT

La elevada dependencia de una sola fuente de energías renovables conlleva riesgos al suministro de electricidad que son difíciles de mitigar. Centroamérica, una de las regiones con el mayor costo de la energía del mundo, depende de manera muy importante de la generación hidráulica. Aunque esta dependencia ha disminuido progresivamente en los últimos años, primero con la introducción de generación térmica con combustibles fósiles, y recientemente con generación eólica y solar, sigue teniendo importantes impactos a nivel regional. Eventos climáticos que afectan simultáneamente a la mayor parte de la región, tales como lluvias excesivas, tormentas, deslaves, o sequías, modifica la disponibilidad de recursos de manera conjunta. Esta elevada correlación de la disponibilidad energética justifica una planeación regional que busque, por un lado, mitigar los efectos simultáneos de los efectos climáticos; y por la otra, expandir la generación de manera de complementar los recursos existentes, ubicándola de una manera optimizada, tanto en costos, disponibilidad y suficiencia de infraestructura complementaria.

La expansión óptima orientada al mercado regional, a su vez, requiere de esquemas comerciales que permitan la remuneración de la energía y potencia intercambiada para el horizonte de tiempo en el que se requiere recuperar la inversión, capacidad de transmisión para que llegue a los centros de carga, mecanismos de operación y financiamiento que disminuyan el riesgo de los inversionistas, y reglas predefinidas para operar bajo condiciones de fuerza mayor. La expansión con base en energías renovables no convencionales, basadas en el sol, viento, fuego y agua, es decir, generación fotovoltaica, eólica, geotérmica,

y pequeñas centrales hidroeléctricas, han tenido una disminución muy importante en sus costos unitarios en los últimos años, por lo que podrían convertirse casi exclusivamente en la opción preferida para la nueva capacidad que requiere Centroamérica. Pero las inversiones en estas tecnologías, requiere el cumplimiento de un conjunto de requerimientos para evitar costosos compromisos por parte de los Estados. En este estudio se analiza el estado de situación de los sectores eléctricos de los seis países de Centroamérica más Belice, en términos de la oferta, demanda, la organización del mercado y los arreglos institucionales bajo un esquema de análisis común, a fin de permitir la comparación de las similitudes y diferencias, facilitando el proceso de toma de decisiones en cuanto a la ubicación, tecnología, rentabilidad esperada e incentivos a las inversiones. El fin último es atraer inversiones que permitan reducir las emisiones, bajar los costos, aumentar la confiabilidad y mejorar la sostenibilidad de los sectores eléctricos de los países de Centroamérica.

Los autores desean agradecer enormemente la Organización para el Desarrollo Industrial de las Naciones Unidas (o United Nations Industrial Development Organization) por promover; y a Idom Ingeniería, S.A. de C.V. y Fundación Tecnalia Research & Innovation por elaborar los estudios originales que sirvieron de material base a este documento. También quisieran agradecer enormemente los comentarios y contribuciones de Michelle Hallack, los cuales permitieron mejorar considerablemente la calidad de este documento.



INDICE

I.	Introducción.....	10
II.	Oferta.....	12
III.	Demanda.....	20
IV.	Organización del mercado.....	26
V.	Arreglos institucionales.....	36
VI.	Conclusiones y recomendaciones.....	38
VII.	Anexos	
	Oferta.....	45
	Demanda.....	49
	Organización del mercado.....	52
	Arreglos institucionales.....	55
	Oferta.....	60
	Demanda.....	65
	Organización del mercado.....	69
	Arreglos institucionales.....	73
	Oferta.....	78
	Demanda.....	82
	Organización del mercado.....	87
	Arreglos institucionales.....	91
	Oferta.....	96
	Demanda.....	101
	Organización del mercado.....	104
	Arreglos institucionales.....	110
	Oferta.....	115
	Demanda.....	120
	Organización del mercado.....	124
	Arreglos institucionales.....	128
	Oferta.....	133
	Demanda.....	140
	Organización del mercado.....	147
	Arreglos institucionales.....	155
	Oferta.....	161
	Demanda.....	166
	Organización del mercado.....	172
	Arreglos institucionales.....	179
VIII.	Referencias.....	181

ACRÓNIMOS

ARESEP	Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos
ASEP	Autoridad Nacional de Servicios Públicos
BCIE	Banco Centroamericano de Integración Económica
BEL	Belize Electricity Limited
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BOT	Build-Operate-Transfer
CEPAL	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
CIER	Comisión de Integración Energética Regional
CII	Corporación Interamericana de Inversiones
CNE	Consejo Nacional de Energía
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica de Guatemala
CNFL	Compañía Nacional de Fuerza y Luz
CREE	Comisión Reguladora de Energía Eléctrica
CRIE	Comisión Reguladora de la Interconexión Eléctrica
CVC	Costo Variable de los Combustibles
DGE	Dirección General de Energía
DSE	Dirección Sectorial de Energía
ENATREL	Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica
ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica
ENEL	Empresa Nicaragüense de Electricidad
EOR	Ente Operador Regional
ERNC	Energías Renovables No Convencionales
ESPH	Empresa de Servicios Públicos de Heredia
FACE	Fondo de Compensación Energética
FET	Fondo de Estabilización Tarifaria
FINET	Fondo de Inversión Nacional en Electricidad y Telefonía
FMI	Fondo Monetario Internacional
GIZ	Agencia de Cooperación Alemana
ICE	Instituto Costarricense de Electricidad
IFC	Corporación Internacional Financiera
INDC	Intended Nationally Determined Contribution
INE	Instituto Nicaragüense de Energía
ISR	Impuesto Sobre la Renta
IVA	Impuesto al Valor Agregado
JICA	Agencia Japonesa de Cooperación Internacional
MEM	Ministerio de Energías y Minas
MER	Mercado Eléctrico Regional
MIGA	Multilateral Investment Guarantee Agency
MINAE	Ministerio de Ambiente, Energía y Mares
NREL	National Renewable Energy Laboratory
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
PIB	Producto Interno Bruto

PPA	Power Purchase Agreement
PUC	Public Utilities Commission
RTR	Red de Transmisión Regional
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SERNAM	Secretaría de Energía, Recursos Naturales, Ambiente y Minas
SICA	Sistema de Integración Centroamericana
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
SWERA	Solar and Wind Energy Resource Assessment
TOP	Take or Pay
VAD	Valor Agregado de Distribución

I. INTRODUCCIÓN

En la década de los años 90, el panorama de la industria eléctrica de la región centroamericana ya mostraba una importante participación de las energías renovables en las matrices de generación de los países, con un aporte superior al 85% del total de la electricidad generada. La liberación de los mercados del istmo conllevó un acelerado crecimiento, producto de las nuevas inversiones del sector privado que se enfocaron en el desarrollo de nueva infraestructura de generación, principalmente basadas en hidrocarburos, para competir con la alta capacidad instalada de energía hidráulica.

Debido a la alta correlación en los flujos de agua en las distintas centrales en Centroamérica y la alta participación en la región de las renovables compuestas principalmente por hidroelectricidad, se dificulta evaluar con indicadores nacionales el impacto de algunas políticas y regulaciones sobre el desarrollo de las energías renovables no convencionales (ERNC). Un análisis a nivel regional permite capturar esa simultaneidad de los eventos climáticos y desarrollar estrategias que permitan una elevada complementariedad entre las distintas fuentes de energía, limitando los riesgos al suministro y una mayor estabilidad en los precios.

Los datos de la región indican que estas fuentes son desarrolladas por empresas pequeñas y medianas con una capacidad instalada menor a 50 MW, por lo que se requiere profundizar el análisis de las atribuciones de las instituciones, funcionamiento de los mercados y entendimiento de las dinámicas de la oferta y demanda de electricidad que permitan identificar las posibles debilidades del sector y su impacto en el crecimiento de la participación de las ERNC. Las características tecnológicas de las renovables no convencionales, en particular la solar y eólica, requieren de menor tamaño para lograr economías de escala, permitiendo la entrada de empresas menores en el sector. Los datos de la región corroboran esta tendencia e indican que las ERNC son desarro-

lladas por empresas pequeñas y medianas, con una capacidad instalada menor a 50 MW. Por una parte, el cambio de perfil de las firmas involucradas en la generación deberá impactar en el funcionamiento de los mercados y en las dinámicas de la oferta y demanda de electricidad, promoviendo mercados más competitivos y por lo tanto impactando el precio.

Por la otra, y debido a que la tecnología no es completamente madura y los precios de los equipos siguen disminuyendo, el arreglo institucional general del sector debe adaptarse a las nuevas características tecno-económicas de las renovables no convencionales para que estos cambios se desarrollen de forma eficiente (incluyendo formas de contratación, regulación y financiamiento). Es necesario, por lo tanto, que se realicen ajustes institucionales a las nuevas condiciones. Entender el crecimiento de las renovables no convencionales en la región, y los cambios que esta inserción está provocando, va a permitir remover los obstáculos encontrados en los últimos años.

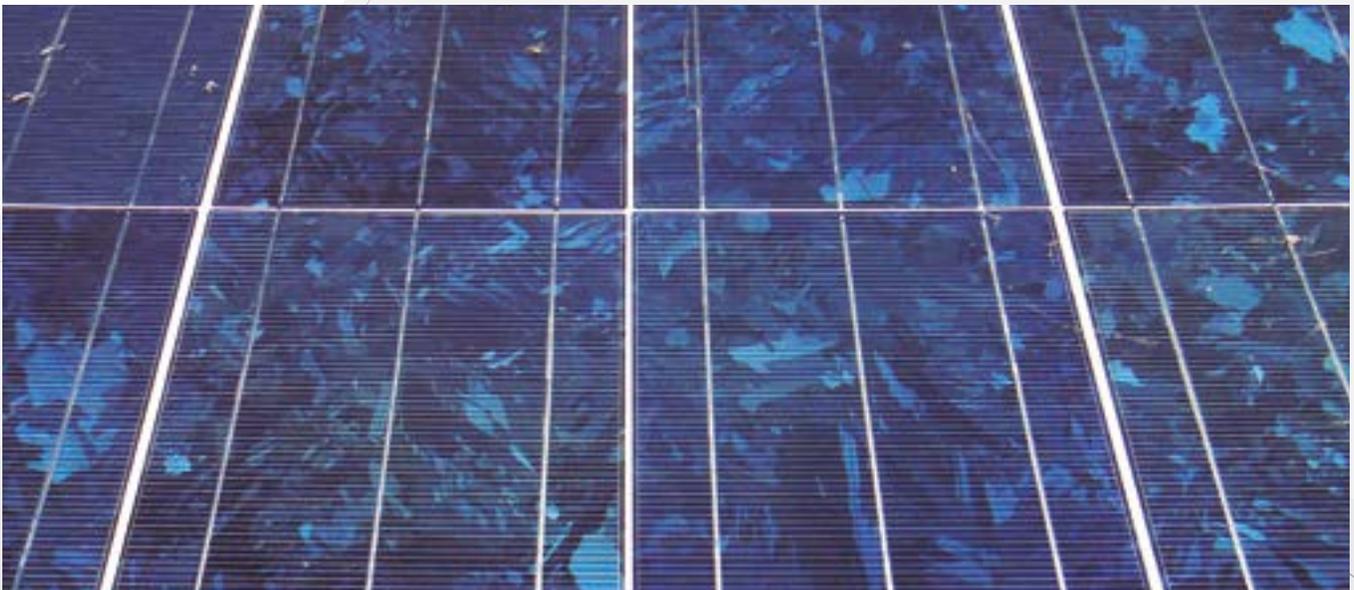
El panorama actual de las ERNC sugiere que en los países centroamericanos persisten importantes obstáculos para impulsar el desarrollo de estas fuentes. Por una parte, se cuenta con un importante potencial que permitiría la utilización de fuentes endógenas a la región, ayudaría a mejorar las balanzas comerciales de los países, reduciría las emisiones de gases de efecto invernadero, y podría generar una nueva industria de la región, además de existir el potencial de reducciones en el costo de la energía y su impacto en la productividad de los países; por la otra, el funcionamiento del arreglo institucional y creación de mercados que datan de la década de los 90 enfrenta barreras técnicas, económicas e institucionales para su desarrollo, manteniendo disposiciones de políticas y regulaciones obsoletas que requieren ser actualizadas. Unido a lo anterior, la interacción entre los mercados de los países y la reducción del impacto de la variabilidad de las ERNC, junto con el interés de fortalecer el mercado regional

de electricidad, exige asumir nuevos compromisos y evaluar las políticas energéticas de cada país.

Estas razones fundamentan la elaboración de un análisis de la situación actual de las energías renovables, que considere su evolución e interacción con los arreglos institucionales y de mercado de los países. La monografía “Sol, Viento, Fuego y Agua: El Futuro de las Energías Renovables No Convencionales en Centroamérica” busca describir la evolución de la participación de las energías renovables en el sector electricidad, identificando las principales barreras que enfrentan estas fuentes para su crecimiento, y analizando los vacíos legales y regulatorios, así como las situaciones de intervención de los gobiernos en el funcionamiento del sector y que atentan contra la predictibilidad y desarrollo de los mercados.

La evaluación del sector eléctrico de la región se basa en una actualización y análisis los documentos de evaluación para Guatemala, Belice, Honduras, El Salvador, Nicaragua y Panamá contratados por la iniciativa “Observatorio de Energía Reno-

vable para América Latina y el Caribe” que impulsa la Organización para el Desarrollo Industrial de las Naciones Unidas (UNIDO, por sus siglas en inglés). Las dos primeras secciones del documento analizan la Oferta y la Demanda. Ambas secciones describen posibles imperfecciones en los diseños de los mercados y su impacto en el crecimiento de la participación de las energías renovables en la matriz de generación de electricidad de la región. Además, se describen alternativas para el mejoramiento de las debilidades identificadas. Las siguientes dos secciones están dedicadas a la organización del mercado y los arreglos institucionales. En estas secciones se analiza el conjunto de instituciones, especialmente de carácter público, que participan en los distintos procesos regulatorios, promocionales y operativos aplicables a las energías renovables. En la sección de cierre, las conclusiones y recomendaciones destacan los elementos más relevantes del análisis, proponiendo acciones para guiar discusiones para la toma de decisión de política pública. Por último, en los anexos se resumen de los aspectos más relevantes de los documentos de UNIDO y se incluye Costa Rica entre los países analizados.



II. OFERTA

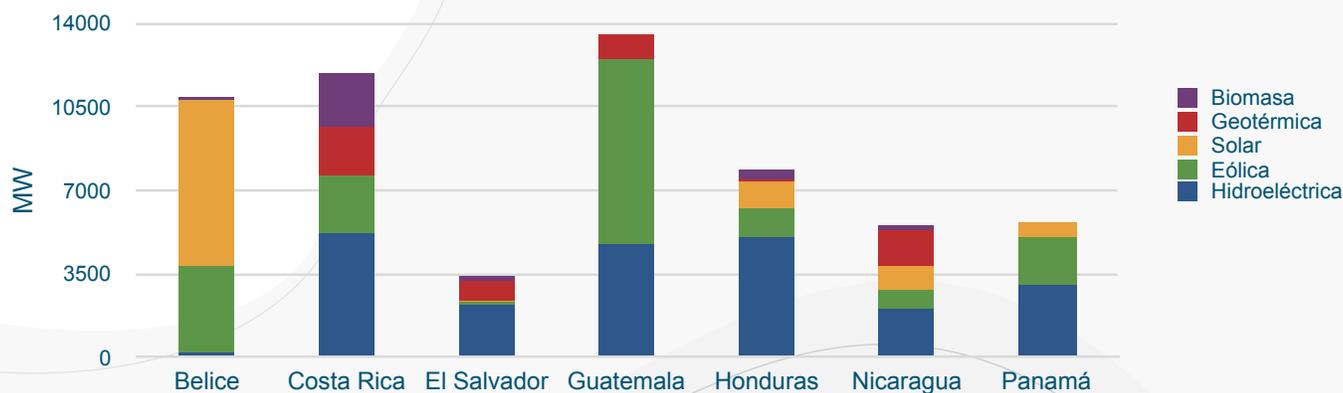
La oferta de renovables no convencionales tiene un alto potencial y una evolución positiva en los países de la región. Hay, sin embargo, importantes barreras en el sector para las nuevas tecnologías. Por un lado, los desafíos de la matriz energética actual, basada en generación hidroeléctrica y en combustibles fósiles, demanda inversión en nuevas tecnologías; por el otro, la adaptación institucional de los países es todavía limitada. Esta sección está dividida en tres partes: (1) el contexto de la oferta de no convencionales, incluyendo tanto su potencial como la oferta actual; (2) los desafíos de la actual matriz energética relacionados con la tendencia de inversión de renovables no convencionales y (3) las tendencias e barreras en la introducción de estas tecnologías.

2.1 Contexto

2.2.1 Potencial de energías renovables

El istmo centroamericano cuenta con recursos eólicos, geotérmicos y solares considerados de excelente calidad¹. El potencial de recursos renovables no explotado supera los 58.790 MW, siendo la energía hidráulica la fuente de mayor potencial, con 22.461 MW; seguida por la energía eólica y solar, con 17.956 MW y 9839 MW, respectivamente. El gráfico 1 a continuación muestra el potencial identificado por país.

Gráfico 1. Potencial de capacidad instalada en base a fuentes renovables, 2015



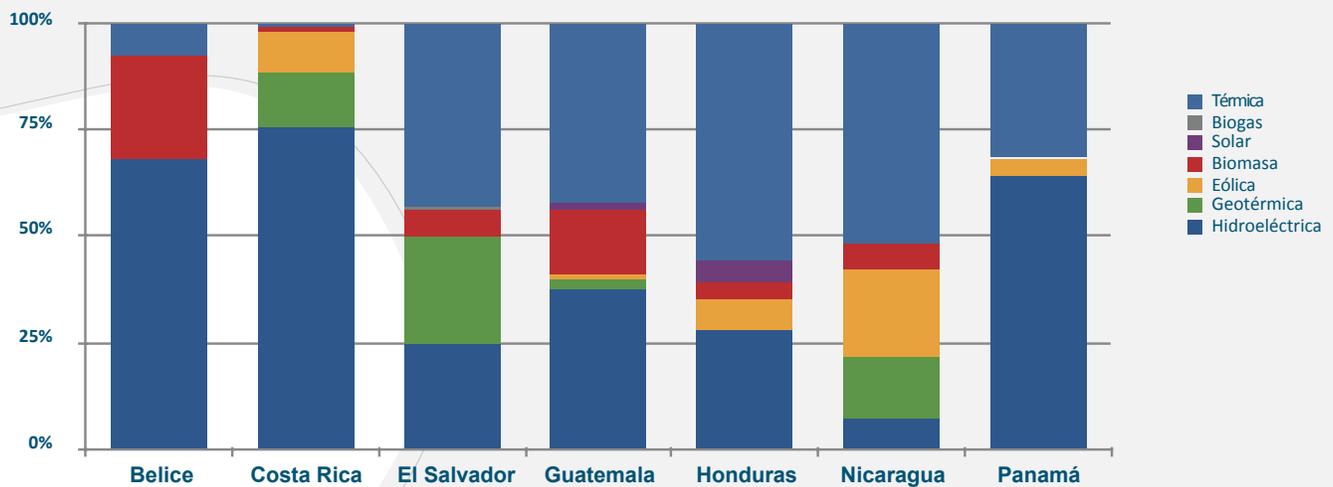
Fuente: Elaboración propia en base a datos de UNIDO

¹Eólica: Costa Rica, Honduras y Nicaragua cuentan con las mejores condiciones, con condiciones de viento que supera 9 m/s de media anual. Geotérmica: el mayor potencial identificado se encuentra en Costa Rica, El Salvador y Nicaragua. Solar: toda la región dispone de niveles aceptables de radiación solar. Sin embargo, Guatemala y Honduras son los países con mejores avances en la explotación de este potencial.

2.1.2 Evolución de la capacidad instalada de las renovables

En el año 2015, la oferta de energía de la región alcanzó 49.620 MWh. En su conjunto, la proporción de energía eléctrica inyectada a partir de fuentes renovables fue 66%, y se compuso por centrales en base a energía hidráulica (45,3%), geotérmica (7,4%), eólica (6,3%), bagazo de caña (5,3%) y solar (1,2%).

Gráfico 2. Porcentaje de electricidad generada por fuente en 2015



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CEPAL, 2015

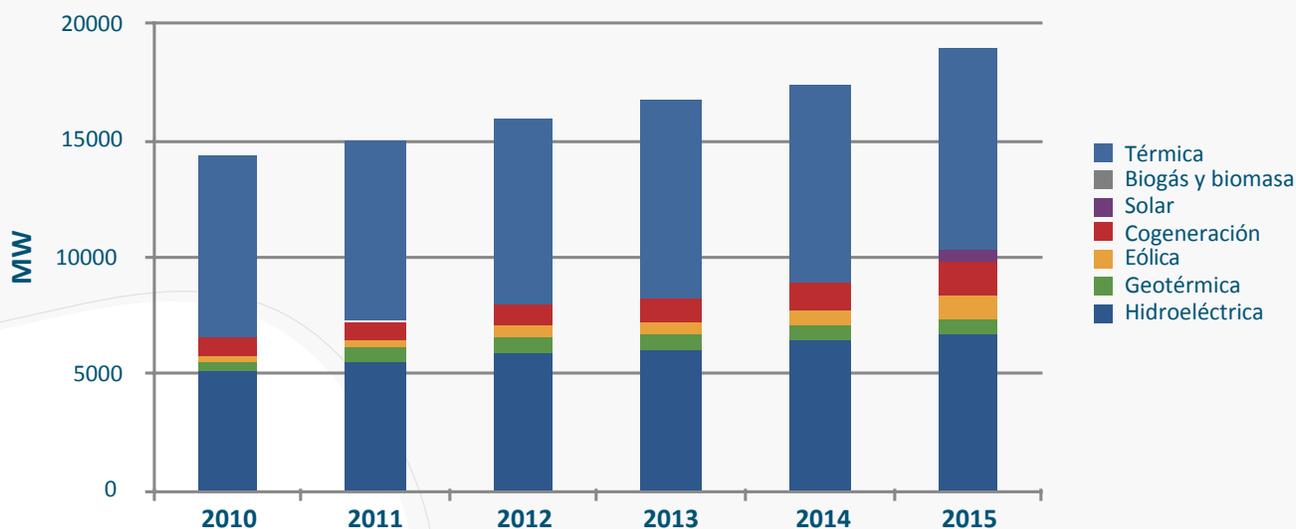
A continuación (gráfico 2), se muestra la generación por tipo de tecnología por país.

De acuerdo con el gráfico anterior, Costa Rica contó en 2015 con el mayor porcentaje de electricidad generada en base a energías renovables, con 99% del total; mientras que Honduras presentó la menor participación, con 44,3% del total producido. Entre las fuentes de energía renovable, la generación proveniente de centrales hidroeléctricas ocupa el primer lugar de importancia en la matriz energética de Centroamérica.

Los datos históricos de la región muestran que la expansión de la capacidad instalada en base a energías renovables crece de forma sostenida. En particular el crecimiento de la participación de las energías renovables experimentó un alto cre-

cimiento posterior a la apertura de los mercados de los países en las actividades de generación en los años 90. Para los años 1990 y 1995 se observa que el crecimiento de la capacidad instalada en base a renovables alcanzó 8%, mientras que entre el año 2011 y 2015 creció 42% CEPAL (1990 - 2011 y 2015). A continuación (gráfico 3), se muestra la evolución de la oferta de energía renovable en la región entre 2010 y 2015.

Gráfico 3. Capacidad instalada de energías renovables en Centroamérica



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CEPAL, 2015

El año 2010 las renovables aportaron 45% de la generación total, mientras que en 2015 alcanzaron 54,4%. Dentro de este período se destaca el crecimiento de la energía eólica, que aportó más de un tercio de la generación de fuentes renovables (1904,2 GWh), seguida por la cogeneración (888,2 GWh); con crecimientos del 160% y 61%, respectivamente.

2.2 Desafíos de la matriz actual

La matriz energética de la región enfrenta desafíos relevantes como: (1) la seguridad de suministro en el contexto del cambio climático; (2) la concentración de mercado (con la participación importante del sector privado) y (3) un mercado regional con un intercambio de energía estancado.

2.2.1 Seguridad de suministro en el contexto del cambio climático

Desde la década de los años 80, y debido a la volatilidad de los precios del petróleo, la concentración de la generación en derivados de petróleo y su incidencia en el precio de la electricidad, pasó a ser vista como un riesgo a la estabilidad macroeconómica de los países y pérdidas de competitividad de la industria. La solución adoptada en la región, basada en la generación hidroeléctrica, permitió hacer uso de recursos renovables nacionales, y aumentar la competitividad de los precios de electricidad en los mercados locales. La falta de diversidad de fuentes, sin embargo, también introdujo riesgos al suministro por los efectos recientes del cambio climático sobre el régimen de lluvias, aumentando la frecuencia y profundidad de las sequías o inundaciones. Por lo tanto, las matrices energéticas altamente dependientes de una fuente de energías renovables son vulnerables a los efectos climáticos y requieren

de su diversificación. En particular, los fenómenos climáticos, más allá de su estacionalidad, son difíciles de predecir e impactan la disponibilidad de fuentes renovables en general, siendo la energía hidráulica la tecnología más afectada en la región por su extensa participación en la matriz energética de los países.

Las energías renovables se han desarrollado de forma diferente en cada país. Históricamente, sin embargo, la energía hidráulica cuenta con una elevada participación en la matriz energética de la región desde hace más de cuatro décadas. Esta fuente contribuyó a reducir la dependencia de los derivados del petróleo y apoyó el desarrollo local con la construcción de centrales hidroeléctricas de gran escala (capacidad superior a 50 MW). No obstante, para países como Costa Rica y Panamá, con una dependencia del 50% de la electricidad proveniente de centrales hidroeléctricas, se identifican altos riesgos en la seguridad del suministro de electricidad proveniente de esta fuente ante el impacto de fenómenos climáticos. A pesar de que la hidroelectricidad puede aportar una capacidad estable en la matriz de generación, su proceso de transformación de energía está expuesto a sequías e inundaciones que afectan la disponibilidad del recurso hidráulico en los reservorios de agua y embalses de la región. La sequía que sufrió Panamá entre el 2001 y 2002, es una referencia ilustrativa de ello. En esta ocasión esta tecnología pasó de producir 72% del total de la electricidad del país, a sólo 49%. Esta situación llevó al país a una crisis energética que obligó al Gobierno a implementar un plan de racionamiento eléctrico y a contratar capacidad de generación de emergencia proveniente de centrales costosas.

El desarrollo exclusivo de otras fuentes de energía renovables como la eólica y solar también

pueden agregar riesgos de suministro de electricidad. Países como Nicaragua y Costa Rica, muestran un crecimiento de la energía eólica que podría exponer la seguridad de suministro del país al paso de tormentas tropicales o huracanes. El huracán “Mitch” de 1998 y huracán “Félix” del 2007, representan importantes referencias sobre los riesgos que enfrentan estos centros de generación.

En consideración de lo anterior, en la región las estrategias de desarrollo del sector de energía sugieren que existe un consenso sobre la importancia de diversificar la matriz de generación y despacho de carga. Entre las opciones de diversificación, la energía geotérmica, eólica y solar se abren paso en la matriz energética de la región, en algunos casos, con ambiciosos planes de expansión de capacidad. El Salvador, Costa Rica y Nicaragua se destacan por el alto crecimiento de la participación de la energía geotérmica, mientras que Honduras y Nicaragua lideran el crecimiento de la energía solar y eólica, respectivamente. La biomasa, por su parte, mantiene una baja participación en la matriz de generación, aunque su consumo tiende al crecimiento impulsado por pequeñas plantas de generación destinadas al autoconsumo. En general, no se cuenta con información de calidad sobre el mercado de la biomasa en la región. No obstante, se conoce que, en países como Nicaragua y Guatemala, la generación a biomasa carece de planes de manejo sostenible por lo que el consumo de esta fuente tiene un importante impacto en la tasa de deforestación de estos países.

2.2.2 Participación del sector privado: crecimiento y concentración

En todos los países la participación del capital privado muestra una tendencia creciente en las

² Estimaciones indican que al menos el 15% de la demanda de biomasa de Nicaragua y Guatemala carece de planes de manejo sostenible (CEPAL 2002).

últimas dos décadas. Excluyendo Costa Rica, en el año 2015 el sector privado controló cerca del 90% de la oferta de electricidad consumida en Centroamérica. La tendencia regional muestra que la participación del sector público en la región se concentra en grandes empresas propietarias de centrales hidráulicas antiguas, mientras que el sector privado crece por medio de la creación de nuevas empresas de pequeña, mediana y gran escala. Las empresas pequeñas, por lo general, corresponden a plantas de capacidad menor a 10 MW de propiedad de inversionistas locales. Este grupo de empresas enfrentan importantes barreras para el desarrollo de proyectos debido a sus altos costos de transacción y capacidad para dar cumplimiento a las condiciones para acceder a los sistemas interconectados y participar en los mercados de electricidad. Las empresas de mediana escala corresponden a plantas de capacidad entre 10 MW y 50 MW y se componen también por capital local, pero con acceso a capitales internacionales. Estas empresas cuentan con mayores facilidades y capacidades para acceder a los mercados de electricidad nacionales o, incluso, internacionales.

Como consecuencia, actualmente el mercado en la región es muy concentrado. Se presume que el control de la generación en dos o tres empresas explica, en parte, la disminución de la tasa de entrada de nuevos participantes de la región. Las posiciones dominantes son comunes a todos los países e implican mayores riesgos de comportamiento anticompetitivo y de manipulación de los mercados. En este sentido, existe escasa información de base y se identifican importantes debilidades en la transparencia de los mercados a cargo de las comisiones nacionales de mercado y competencia.

Unido a lo anterior, la entrada de nuevos participantes en los mercados nacionales por medio

de licitaciones públicas requiere la inclusión de criterios de elegibilidad que aseguren la participación de inversionistas con experiencia en el sector energía. Se observa que parte de los nuevos actores del mercado de la región carecen de experiencia en el desarrollo de proyectos de generación eléctrica o su actividad principal es la gestión de fondos de inversión³.

Por ello, la obtención de economías de escala de las renovables no convencionales con niveles de inversión menores, puede facilitar la entrada de nuevas empresas. Así, en términos generales las empresas pequeñas y medianas impulsan el desarrollo de las energías renovables no convencionales (solar, eólica y biomasa principalmente) de la región; mientras que las empresas de gran escala están dedicadas al desarrollo de centrales hidroeléctricas, y en algunos casos, a plantas geotérmicas. En países como Guatemala y El Salvador, se observa que la producción de energía geotérmica provino exclusivamente del sector privado; mientras que para países como Panamá la participación de este sector impulsó la instalación de parques eólicos y solares.

2.2.3 Integración regional

En lo relativo a la integración energética regional, los intercambios de electricidad entre países de la región en el 2015 totalizaron 1.592 GWh para las exportaciones y 1.923 GWh las importaciones. La diferencia entre las importaciones y exportaciones fue cubierta por importaciones provenientes de México. En términos generales, El Salvador y Belice fueron los compradores principales en el SIEPAC, con consumos de 963 GWh y 255 GWh, respectivamente; mientras que Guatemala fue el mayor proveedor de electricidad de la región aportando 853 GWh, seguido por Costa Rica y Panamá, con 280 GWh y 139 GWh respectivamente.

³Una posible explicación a la alta disparidad entre los proyectos que cuentan con licencias aprobadas respecto a los que se encuentran en construcción; así como la declaración de licitaciones desiertas o su adjudicación a empresas que enfrentan constantes atrasos en la entrada en operación de sus centrales puede deberse a este cambio en el perfil de las empresas. Un análisis de este fenómeno podría realizarse a futuro y no forma parte de los objetivos de este estudio.

Si bien existe consenso entre los países sobre los beneficios de la integración energética regional, no parece existir en la misma medida el interés por aumentar los intercambios de electricidad. A excepción de Belice, los datos históricos de los intercambios regionales sugieren que los países buscan fortalecer su seguridad energética de forma independiente al Mercado Eléctrico Regional (MER). En los últimos cinco años las importaciones promedio de los países fueron cercanas al 2% de su consumo total de electricidad. Lo anterior puede explicarse, en parte, por las limitaciones del sistema de transmisión regional (SIEPAC), pero sobre todo por la escasa capacidad comprometida en el MER.

De forma contradictoria al desarrollo de un mercado regional de mayor volumen y de riesgos diversificados, la voluntad política para permitir mayores exportaciones de electricidad está condicionada a la percepción del riesgo sobre la seguridad energética. Lo anterior representa un importante obstáculo para el desarrollo del MER, ya que en la medida que cada país asegure el suministro nacional con generación propia, la demanda libre del mercado de contratos firmes y la posibilidad de generación regional tenderá a reducirse. Al mantenerse esta tendencia, la función del MER se verá limitada a atender intercambios de oportunidad y de respaldo para situaciones de emergencia energética.

La seguridad energética, sin embargo, podría fortalecerse con una integración más profunda, lo cual requiere tanto infraestructura física como instrumentos regulatorios. Entre los primeros se encuentra la necesidad de remover los cuellos de botella en transmisión para asegurar que la línea SIEPAC permite los intercambios para lo cual fue diseñada. Entre la nueva normativa que debería entrar en vigor sería el establecimiento de derechos de transmisión firme entre países por medio

de contratos de largo plazo; protocolos de racionamiento a las exportaciones, que ofrezca certeza tanto a vendedores como a compradores, así como el fortalecimiento de la planificación regional conjunta.

2.3.2 Infraestructura de transporte

Los sistemas de transporte y distribución operan con ineficiencias, que conllevan a importantes pérdidas en la red. Nicaragua y Honduras tienen los sistemas de transporte y distribución más ineficientes de la región, con pérdidas de electricidad que alcanzan el 25% de su generación total (BID, 2014). Este volumen de pérdidas es superior al promedio de 17% calculado para América Latina y el Caribe. A estos países les siguen Guatemala y Panamá, con 14% y 13%, respectivamente. Los países con pérdidas más bajas son El Salvador y Belice, con 12% del total y Costa Rica, con 10%. Estimaciones indican que la electricidad no aprovechada en la región está relacionada a pérdidas comerciales en el sistema de distribución. Las pérdidas técnicas, por su parte, se concentran principalmente en zonas rurales con baja densidad de población.

La relación entre transporte/distribución y renovables es compleja. Dependiendo de las características técnicas del sistema y de la generación, las necesidades de inversión pueden disminuir o aumentar sustancialmente en cada uno de los eslabones de la cadena de valor. Si la expansión de energías renovables se realiza mediante generación distribuida, podrían disminuirse las necesidades de expansión de la generación por medio de grandes centrales, y por lo tanto la necesidad de expandir la transmisión. La generación distribuida, sin embargo, impone necesidades adicionales a la infraestructura de distribución, en particular en sistemas de control de flujos multidireccionales, mayor capacidad de telecomunicaciones

y procesamiento de información, medidores de lectura remota, actualización de los sistemas de facturación, etc.

Las energías renovables pueden ayudar a disminuir la necesidad de inversión en transporte. Tradicionalmente, la expansión de la cobertura a zonas rurales se ha realizado a través de expansión de redes, especialmente de media tensión. Esto trae como consecuencia que los circuitos tengan grandes extensiones, pudiéndose deteriorar la calidad del servicio. Cuando la electricidad no cumple con los parámetros técnicos mínimos, es necesario realizar inversiones en infraestructura de alta tensión, modificando la topología de la red para cumplir con los parámetros técnicos. Alternativamente, se destaca el esfuerzo de algunos países por promover pequeños desarrollos de generación distribuida para reducir las pérdidas de electricidad en las zonas rurales. Estos programas buscan reducir las ineficiencias técnicas en redes con escaso mantenimiento que interconectan las centrales de generación y los usuarios finales; así como también las pérdidas comerciales producto de conexiones ilegales en las redes de distribución.

Si, por el contrario, la expansión ocurre a través de generación centralizada, los requerimientos de transmisión podrían aumentar para llegar a los sitios en donde se dispone del recurso (eólico, solar o geotérmico). Adicionalmente, la capacidad debe ser optimizada a fin de evitar de manera económica la desconexión excesiva de equipamiento en períodos de exceso de oferta no despachable. Nueva generación (principalmente de solar y eólica) puede demandar de inversiones importantes en el sistema y amenazar la sustentabilidad de los sistemas de transmisión de algunos países. Políticas de beneficios de interconexión para renovables, que es por un lado un incentivo para la adopción de estas tecnologías, pueden re-

presentar una carga financiera adicional para las empresas de transmisión. Si bien las políticas enfocadas a reducir los costos de interconexión en la región apoyan el crecimiento de las renovables, también demandan las diligencias de una gobernanza dinámica que provea de forma oportuna los recursos que requieren las empresas de transmisión para la expansión y fortalecimiento de sus redes. La imposición de una carga financiera y ampliación de responsabilidades a las empresas de transmisión con escasa capacidad y recursos puede afectar el cumplimiento de los mandatos que les asigna la ley en materia de disponibilidad, seguridad y calidad de servicio.

Nicaragua y Panamá son ejemplos de países que asignaron una carga financiera y de gestión a sus empresas de transmisión ENATREL y ETESA, respectivamente. Estas empresas públicas, con autonomía técnica y administrativa, están obligadas a dirigir recursos reembolsables a la expansión de sus redes para brindar interconexión a los proyectos solares y eólicos (Ley N° 532, Ley para la promoción de generación eléctrica con fuentes renovables del 13 de abril del año 2005 para Nicaragua y la Resolución AN N° 5399-Elec de 7 de enero de 2015 de Panamá). Si bien estas empresas de transmisión obtienen el reembolso de los fondos dirigidos a la expansión de las redes, los costos de transacción, unido a los atrasos en la devolución de los recursos; ponen en riesgo su capacidad para dirigir inversiones en áreas prioritarias de corto y mediano plazo relacionadas a la calidad y eficiencia del servicio de transmisión.

2.3.3 Planificación territorial

En toda la región se identifican oportunidades para impulsar el desarrollo de las energías renovables por medio del mejoramiento de la planificación territorial. Las leyes existentes de planificación podrían incluir criterios que apoyen el

aprovechamiento de los recursos renovables y guarden coherencia con la implementación de la política energética nacional. En la mayoría de los países, la responsabilidad de establecer disposiciones sectoriales para la planificación y ordenamiento reside en los municipios. Por lo general, los municipios, además carecer de capacidades técnicas suficientes para evaluar proyectos de generación de electricidad, priorizan el uso de sus recursos a solventar las problemáticas de corto plazo que no dicen relación con el desarrollo de proyectos de generación de electricidad. En consideración de lo anterior, los países podrían considerar prestar apoyo técnico centralizado a los municipios, a fin de incluir criterios de gestión ambiental, expansión de las redes de interconexión y condiciones de aprovechamiento del potencial de energía renovable; que, además, permitan establecer reglas claras sobre el otorgamiento de concesiones, condiciones de explotación de recursos naturales y servidumbres de paso, entre otros. Por último, el mejoramiento de la transparencia en los procesos de tramitación de permisos y licencias municipales podría atraer nuevos actores del sector privado con experiencia en el desarrollo de proyectos de generación de electricidad.



III. DEMANDA

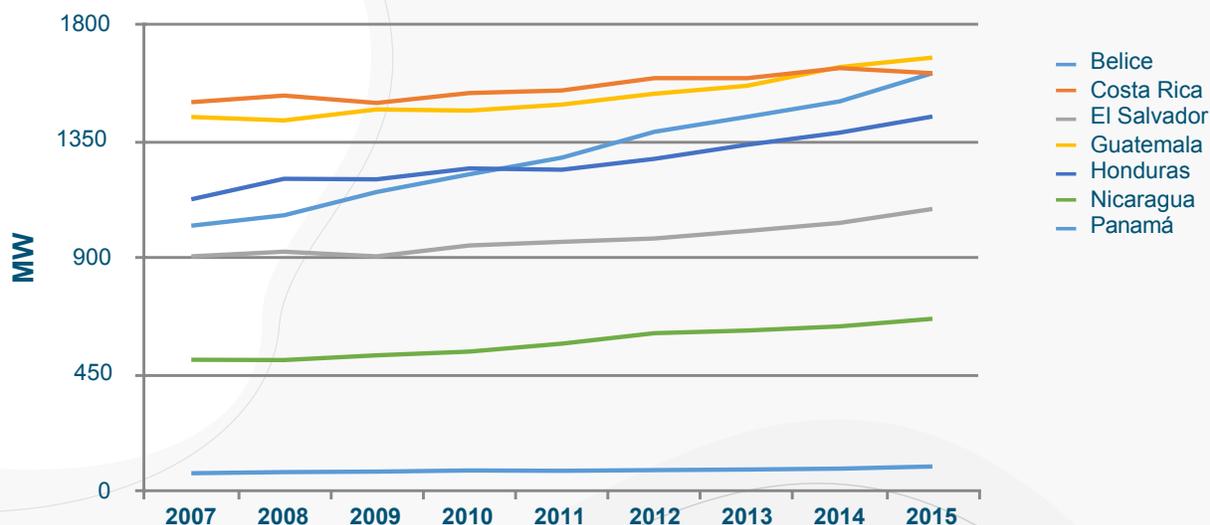
3.1 Contexto de la demanda en la región

Para el año 2015, la demanda de electricidad de la región provino principalmente del sector residencial y comercial, que consumieron 70% del total. Seguido a estos, el sector industrial representó 28% de la demanda total. El remanente representó la demanda del sector gubernamental. Dentro de los sectores mencionados, se destaca el crecimiento del sector comercial, con un aumento en su participación relativa del 31% en el año 2004, al 35% en el 2015. La demanda de la región evoluciona de forma sostenible, tanto en lo que se refiere a la capacidad instalada como en cuanto a la cobertura eléctrica.

3.1.1 Evolución de la demanda

Para el año 2015, la demanda de potencia máxima en la región fue de 8.200 MW. Esta demanda creció a razón del 5% en promedio anual durante la última década. En particular, se destaca el acelerado incremento de la demanda en Panamá y Honduras, con tasas de crecimiento promedio anual cercanas al 5.8% y 4%, respectivamente. El gráfico a continuación (gráfico 4) muestra el incremento de la demanda de potencia máxima en Centroamérica.

i Gráfico 4. Evolución de la demanda máxima de potencia por país



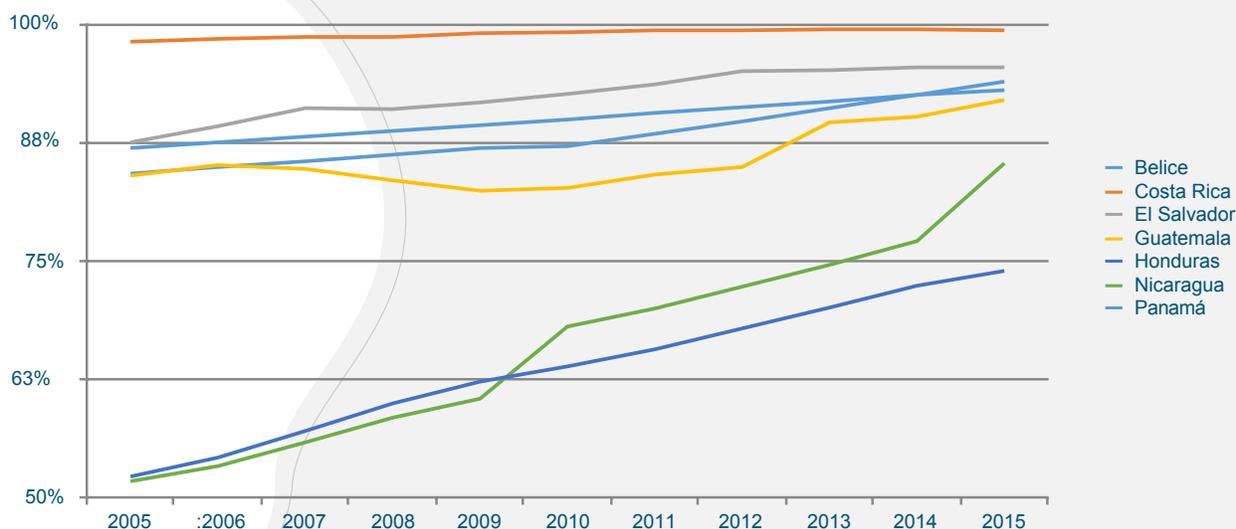
Fuente: Elaboración propia en base a datos de la CEPAL

3.1.2 Cobertura eléctrica

La cobertura eléctrica promedio para toda la región en el año 2015 alcanzó 90,4%. Entre los países se observan importantes diferencias en sus índices de electrificación nacional, que dependen principalmente de la superficie del territorio, densidad de población y tamaño de sus economías. Para este mismo año el acceso por país fue el siguiente: Belice 93%, Costa Rica 99,3%, El Salvador

95,4%, Guatemala 92%, Honduras 74%, Nicaragua 85,3% y Panamá 93,9%. En la última década, la cobertura nacional de la región creció a razón del 2% anual. En particular Honduras y Nicaragua, se destacan por mostrar el crecimiento más acelerado de su expansión del acceso eléctrico de la región. A continuación, se muestra la evolución de la cobertura nacional de los países.

Gráfico 5. Evolución de la cobertura eléctrica en Centroamérica



Fuente: Elaboración propia en base a datos del Banco Mundial y la CEPAL

Las bases de datos del Banco Mundial y CEPAL (recopilada en la tabla 2) sugieren que las zonas rurales tienen una importante influencia en la reducción del promedio nacional de electrificación de los países. Países como Guatemala, Nicaragua y Panamá que han logrado avanzar en sus esfuer-

zos por brindar acceso universal en zonas urbanas, aun muestran una cobertura significativamente menor en sus niveles de electrificación de zonas rurales. La tabla a continuación se muestra la evolución de la electrificación nacional y rural en Centroamérica para el período 2005 - 2015.

i **Tabla 2.** Evolución de la cobertura de la población nacional y rural en Centroamérica

		5274	5274	5274	5274	5274	5274	5274	5274	5274	5274	5274
Belice	Nacional	86.9%	87.5%	88.1%	88.7%	89.3%	89.9%	90.6%	91.2%	91.8%	92.5%	93.0%
	Rural	80.0%	80.6%	81.2%	81.8%	82.4%	83.0%	83.7%	84.3%	85.0%	85.6%	85.6%
Costa Rica	Nacional	98.1%	98.4%	98.6%	98.6%	99.0%	99.1%	99.3%	99.3%	99.4%	99.4%	99.3%
	Rural	97.8%	98.0%	98.2%	98.3%	98.6%	97.7%	98.0%	98.7%	98.9%	98.4%	98.4%
El Salvador	Nacional	87.5%	89.2%	91.1%	91.0%	91.7%	92.6%	93.6%	95.0%	95.1%	95.4%	95.4%
	Rural	72.2%	75.7%	79.5%	79.4%	80.3%	81.5%	83.8%	85.7%	90.0%	90.3%	90.3%
Guatemala	Nacional	84.0%	85.1%	84.7%	83.5%	82.4%	82.7%	84.1%	84.9%	89.6%	90.2%	92.0%
	Rural	64.6%	71.3%	67.9%	69.6%	71.3%	73.0%	72.1%	76.4%	78.2%	74.8%	74.8%
Honduras	Nacional	52.3%	54.3%	57.1%	60.0%	62.3%	63.9%	65.7%	67.9%	70.1%	72.4%	74.0%
	Rural	42.4%	46.9%	50.4%	55.3%	59.2%	63.9%	65.8%	69.2%	75.8%	76.3%	76.3%
Nicaragua	Nacional	51.8%	53.4%	55.9%	58.5%	60.5%	68.1%	70.0%	72.3%	74.6%	77.1%	85.3%
	Rural	43.6%	47.1%	47.8%	48.5%	47.2%	50.0%	50.8%	51.5%	52.3%	57.1%	57.1%
Panamá	Nacional	84.2%	84.9%	85.5%	86.2%	86.9%	87.1%	88.4%	89.7%	91.1%	92.5%	93.9%
	Rural	57.0%	57.9%	58.8%	59.7%	60.7%	61.7%	62.7%	63.7%	64.7%	65.7%	65.7%

Fuente: Elaboración propia en base a datos del Banco Mundial y la CEPAL

3.2 Formulación de tarifas

Unos dos elementos esenciales para pensar en la demanda de energía es el nivel de tarifas, su formulación básica, los subsidios y las diferencias entre los consumidores. En su formulación básica, las tarifas en toda la región se componen por la sumatoria de los costos de operación y mantenimiento de la infraestructura de generación, compensación por la potencia instalada, los costos operación y remuneración del sistema del transporte actual y su expansión planificada, otros servicios asociados a la calidad, seguridad y la eficiencia económica del suministro eléctrico,

y finalmente el costo de distribución y comercialización de la energía y potencia. Las tarifas de electricidad en la región se revisan y actualizan con una periodicidad que varía entre tres y seis meses.

Las tarifas de todos los países están afectas al pago de impuestos. En algunos casos se utilizan como mecanismos para recaudación de impuestos que no necesariamente dicen relación con la prestación del servicio de electricidad. Por ejemplo, Costa Rica, además del Impuesto de Ventas (IV), incluye un cargo llamado "Tributo (TRB)", que es transferido al Cuerpo de Bomberos.

A pesar de que los países cuentan con reglamentos para la formulación de tarifas, se observa la intervención de los países en las reglas del mercado para influir sobre la fijación del precio de la energía de corto plazo. Se presume que esta práctica busca reducir la diferencia entre los precios de mercado y el costo de generación trasladado a las tarifas reguladas.

3.2.1 Subsidios a tarifas de electricidad

El gasto dirigido al pago subsidios del sector electricidad en Centroamérica alcanza el 1,1% del PIB de los países (FMI, 2013). Belice se destaca por dirigir la mayor porción del gasto del PIB, con el 2,7%, seguida por Nicaragua y El Salvador, con 2,1% y 1,5%, respectivamente.

En términos generales, los subsidios se enfocan a usuarios del sector residencial, favoreciendo en mayor medida a clientes con consumo promedio mensual menor a 200 kWh. Guatemala subsidia las tarifas para clientes con un consumo menor a 300 kWh, Nicaragua 150 kWh, Panamá 100 kWh, El Salvador 99 kWh y Honduras 75 kWh. En la actualidad Costa Rica es el único país del istmo que no dispone de subsidios para el sector residencial.

Dentro de los subsidios directos, se deben incluir algunos de los fondos de compensación de precios de electricidad. Estos fondos, diseñados para absorber el impacto de la volatilidad de los precios del petróleo en las tarifas de electricidad, en la práctica representan subsidios para los usuarios finales. Al momento de su entrada en vigor, estos fondos de compensación contemplaban el retorno del gasto público en situaciones en las que el precio del petróleo se encontrara por debajo del costo mínimo establecido en las tarifas. Sin embargo, el reembolso de los fondos ocurrió sólo para algunos años y su establecimiento en

las leyes, los perpetuó como subsidios que benefician a todos los usuarios. Fondos de este tipo aún están vigentes en países como Panamá (Fondo de Estabilización Tarifaria) y Nicaragua (Financiamiento ALBA).

3.2.2 Tipos de tarifas y cuadros tarifarios

Los contratos de prestación de servicios de electricidad se dividen por categorías, y las tarifas dependen de la potencia instalada y del consumo promedio mensual en kWh y, en algunos países, del bloque horario. Por ejemplo, El Salvador, Nicaragua y Panamá establecen distinciones por bloques horarios, aunque que estos dos últimos (y Costa Rica) utilizan contratos separados para electricidad y potencia.

En los siete países del istmo, Belice y Costa Rica muestran los cuadros tarifarios más altos, correspondiendo con los países con limitados subsidios en sus tarifas y escasos participantes en los mercados de contrato. En contraste, El Salvador y Panamá exhiben las tarifas más altas de la región; siendo El Salvador el país que aplica mayores subsidios a la tarifa residencial; mientras que Panamá mantiene fondos de estabilización que le permiten mantener los precios de electricidad ante la volatilidad de los precios del petróleo, además de contar con subsidios dirigidos a las distribuidoras y comercializadoras. Se observa que estos dos países también tienen un escaso número de agentes de mercado, que les dificulta reducir la brecha entre los costos de electricidad y las tarifas reguladas. La tabla siguiente (tabla 3) muestra las tarifas por tipo de cliente.

i **Tabla 3.** Tarifas por tipo de cliente (USc\$)

		Belice	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
Residencial	50 kWh	14,14	14,11	7,28	9,19	10,84	8,16	10,76
	99 kWh	19,2	14,11	7,46	11,15	13,27	8,49	10,2
	200 kWh	18,69	14,11	13,6	15,47	14,52	17,88	10,93
	751 kWh	19,8	22,41	14,02	14,99	15,42	22,95	17,31
Comercial	1000 kWh	19,9	21,25	13,46	14,94	17,43	19,36	17,3
	15000 kWh	19,12	18,46	11,02	17,89	14,08	20,29	16,72
	50000 kWh	15,29	18,47	11,02	11,52	12,77	19,98	13,62
Industrial	15000 kWh	19,12	18,46	11,02	15,27	14,08	18,43	16,72
	50000 kWh	15,29	18,47	11,04	11,65	12,77	16	13,62
	100000 kWh	15,23	18,47	11,03	11,54	12,52	16,45	10,92

Fuente: Elaboración propia en base a datos de CEPAL 2015

La tabla anterior muestra que Belice y Costa Rica tienen las tarifas más altas del sector residencial para consumos menores a 50 kWh, con una tarifa de 14,14 USc\$/kWh, mientras que la tarifa para este mismo sector en El Salvador alcanza USc\$7,28/kWh. A excepción de Belice y Panamá, los países muestran importantes diferencias entre las tarifas de consumos menores a 50 kWh y superiores a 751 kWh, destacándose Nicaragua y El Salvador, con diferencias que alcanzan 281% y 193%, respectivamente.

3.2.3 Fondos de estabilización tarifaria

Los fondos de estabilización tarifaria fueron insertados en la región para evitar incrementos de las tarifas en la región producto del aumento de los costos de generación en base a combustibles líquidos. Dos décadas atrás la creación de fon-

dos de estabilización a las tarifas fue una práctica común que se basó en las expectativas sobre el precio de los combustibles que no lograron satisfacerse. Para ese momento, los análisis indicaban que el precio del petróleo reflejaba condiciones de mercado excepcionales y que luego tenderían a reducirse. Esto generó expectativas que impulsaron políticas sobre el control de tarifas que posteriormente agregaron una carga adicional al gasto público e impactaron el libre funcionamiento de los mercados.

En un principio, estos fondos fueron diseñados para reducir el costo de generación trasladado a las tarifas manteniéndolo por debajo de su valor real cuando el precio de los combustibles se encontraba por encima del mínimo considerado como “alto”, para luego compensar el desembolso estableciendo un costo de generación mayor

al real cuando los precios fueran “bajos”. Si bien los usuarios beneficiaban de una tarifa más baja, las compensaciones por diferencias tarifarias agregaron una carga fiscal adicional permanente en estos países.

Como medida para reducir las diferencias entre los precios de mercado y el costo de generación trasladado a las tarifas, los países han modificado las reglas del mercado para la fijación de precio de la energía de corto plazo. Lo anterior tuvo como objetivo alejar los costos de generación del concepto de costo marginal de corto plazo basado en costos variables técnicos y costos de oportunidad. Se observa que esta práctica produce una mayor necesidad de contratar la generación por medio de licitaciones y dificulta la participación de grandes consumidores en el mercado. Además, se identifican políticas de alto riesgo a incrementar el gasto público, como las aplicadas en Panamá y Nicaragua, que habilitaron el congelamiento de tarifas con compensaciones a las distribuidoras y comercializadoras. En la práctica estas dos medidas (fondos estabilización y congelamiento de tarifas) produjeron la desconexión entre el precio de mercado y los precios en tarifas, creando distorsiones y riesgos para el financiamiento de nuevos proyectos.

Con la desconexión entre costo marginal y precio de corto plazo de la energía resulta difícil comparar la evolución de distintos mercados de Centroamérica en función del comportamiento de los precios del mercado ocasional. Además, cada país cuenta con distorsiones propias, como por ejemplo las decisiones de permitir o no la importación de oportunidad como mecanismo para minimizar el costo variable de abastecer la demanda.



IV. ORGANIZACIÓN DEL MERCADO

En Centroamérica predomina un modelo de mercado competitivo en las actividades de generación y distribución con la intervención del Estado en la regulación y preparación de procesos de licitación. Los participantes del mercado interactúan principalmente en el mercado mayorista, donde se pactan contratos de largo plazo; y el mercado ocasional o spot, en el que se pactan acuerdos de oportunidad. Países como Belice y Costa Rica mantienen modelos de integración vertical controlados por empresas pertenecientes al Estado. No obstante, estos países permiten la participación de empresas privadas principalmente en las actividades de generación.

4.1 Las transacciones

4.1.1 Los agentes

En toda la región los grandes clientes o clientes libres son los únicos tipos de cliente autorizados a pactar contratos para abastecer su demanda. No obstante, generalmente están obligados a contratar agentes intermediarios (distribuidoras o comercializadoras) para acceder al mercado ocasional. Además, la ley exige a los generadores vender la totalidad de su producción a las distribuidoras o empresas verticalmente integradas. Estas regulaciones limitan las opciones del cliente libre para encontrar un mercado competitivo de electricidad no contratada por distribuidores. En consideración de lo anterior, y a fin de incentivar una mayor competencia en los mercados, los países podrían permitir que el generador cuente con un porcentaje de potencia y energía no contratada por licitaciones con distribuidores o empresas estatales, junto a la posibilidad de permitir a los clientes libres a celebrar contratos de forma directa con los generadores. Por último, la participación de los grandes clientes como oferentes del mercado, podría contribuir a promover la competencia entre los agentes de mercado.

Al observar las restricciones de la demanda en Centroamérica (ver anexos), se identifica una tendencia a limitar la competencia al ejercer control sobre la participación de la demanda en el mercado (principalmente grandes consumidores o clientes libres). Lo anterior podría explicarse por el interés de mantener el mayor volumen de consumidores cautivos en los contratos con las distribuidoras para promover la competencia y atraer nuevos participantes en los procesos de licitación y subastas.

Además, en otras partes del sector la concentración también es importante. En toda la región se observa una alta concentración de las actividades de distribución. En general, dos o tres empresas por país controlan más del 80% de los mercados nacionales. A continuación, se listan las empresas con mayor participación en Centroamérica.

i **Tabla 4.** Empresas con mayor participación del mercado en Centroamérica

Empresa	Usuarios	Demanda (en GWh)		
		Total	Regulada	Libre
TSK/Mefosur	9.820.469	3059,8	3059,8	
EPM	1.927.566	9077,07	801,2	1275,8
IC POWER	1.624.882	2417,5	2266,1	151,4
AES	1.298.480	3808,7	3737,5	71,1
ENEE	1.266.515	7261,5	7261,5	
ICE	734.116	3802,1	3802,1	
CNFL	734.116	3802,1	3802,1	
Gas Natural Fenosa	584.126	4808,4	4808,4	

Fuente: Elaboración propia en base a datos de CEPAL 2015

En países de Europa la liberalización de la demanda, la separación de las funciones de comercialización y distribución, y la diversificación de comercializadores; forman parte de las acciones emprendidas para el desarrollo de los mercados y promoción de la competencia. Para el logro de aquello, se eliminó la tarifa regulada para los clientes libres y se fijaron metas de apertura de la demanda para incrementar el número de agentes de mercado. Estas acciones resultaron en el logro de precios y tarifas competitivas particularmente para los clientes grandes y medianos pertenecientes al sector comercial e industrial. Para el caso de los clientes pequeños pertenecientes al sector comercial y residencial, se presume que su escasa capacidad para agrupar la demanda y la falta de información al consumidor, son las razones que explican el bajo impacto de la apertura de la demanda para este sector. No obstante, se espera que el sector comercial y residencial me-

joren sus condiciones tarifarias ejerciendo mayor control sobre los derechos que le otorga esta reforma. Por un lado, existe la función de agregar demanda que ejerce el comercializador y que le permite realizar compras conjuntas para pequeños consumidores; y por el otro, los reguladores buscan aumentar el conocimiento y la participación de los consumidores residenciales.

Si bien la apertura de la demanda para negociar la compra de electricidad puede traer beneficios para el consumidor y el desarrollo del mercado en Centroamérica, existen riesgos de no alcanzar los resultados esperados. En particular para los subsectores en los que la comercialización y distribución de electricidad están integradas, el volumen de clientes libres no resulta atractivo para nuevos participantes. La mitigación de estos riesgos puede lograrse al garantizar que el mercado de contratos alcanzará una diversificación de oferentes

y fuentes de generación a precios competitivos. Para estas posibles reformas, se recomienda evitar considerar que la competencia y apertura de la demanda sean entendidas como agentes que acordarán contratos sobre la generación disponible que no logró adjudicarse en los procesos de licitación con las distribuidoras.

La apertura de la demanda también podría beneficiar al MER. La liberalización de los clientes de los mercados locales puede impulsar el crecimiento de las transacciones de compra y venta de electricidad entre países. El volumen de demanda libre a gestionarse por comercializadores o directamente por grandes clientes puede expandir el MER promoviendo la entrada de nuevos oferentes. El volumen de demanda libre fue otro factor que motivó a la Unión Europea a establecer como meta la liberalización de todos los consumidores dentro el mercado regional, mientras que al comercializador se le permitió agregar la demanda de uno o varios países del mercado regional.

4.1.2 Los arreglos de mercado y los contratos

El uso de licitaciones públicas se identifica como la práctica más común para asegurar el suministro de la demanda futura y promover la competencia entre generadores. En particular, para los países que establecen que la contratación del servicio de electricidad debe provenir de las distribuidoras, se observa una tendencia a realizar licitaciones o subastas con suficiente anticipación para asegurar el ingreso oportuno de la generación de electricidad.

Las razones que originan esta práctica pueden incluir (i) mitigar los riesgos a la seguridad de suministro (para los casos de mercados con escasos niveles de reserva); (ii) reducir los riesgos de mercado para nuevos participantes por medio de contratos de largo plazo; (iii) evitar las dificultades

que significa garantizar que la negociación directa entre el distribuidor y generador se encuentra libre de conflicto de intereses; y (iv) utilizar de las licitaciones como un mecanismo para facilitar la participación de nuevos actores en la generación.

Es importante notar que la adaptación de los mercados de electricidad para pactar contratos de compra de electricidad por medio de licitaciones o subastas abandona el modelo de toma de decisión de los inversionistas en base a los precios del mercado (mercado de contratos y ocasional). Los países que adoptan esta forma de contratación enfrentan importantes barreras para atraer nuevos proyectos de generación competitiva, diversificada y suficiente, proveniente de participantes que administran los riesgos de mercado. En consideración de lo anterior, se requiere modificar la concepción de modelo de libre competencia en la región como un comprador único que agrupa la competencia en la generación y permite la entrada de nuevos participantes bajo licitaciones de contratos de largo plazo para abastecer la demanda futura del distribuidor.

Los Power Purchase Agreement (PPA) son el tipo de contrato más utilizado entre las generadoras de la región y tienen una duración promedio de 20 años. Los PPA representan el mecanismo más utilizado por Nicaragua, Honduras, Guatemala y El Salvador para asegurar la disponibilidad de capacidad, reducir el riesgo de volatilidad de precios y facilitar la financiación de nuevos proyectos. Otros tipos de contrato son los BOO (por sus siglas en inglés Build - Own - Operate) utilizados en Guatemala. Estos contratos tienen una duración promedio de 15 años y no establecen compromisos adicionales una vez vencido el plazo. En contraste, los contratos de concesión BOT (por sus siglas en inglés Build-Operate-Transfer) utilizados en Belice y Costa Rica, exigen la

transferencia de la propiedad de las instalaciones al Estado una vez completada la duración de la concesión. En el MER la entrega de energía firme es el tipo de contrato más utilizado. Esta forma de contrato aprovecha la prioridad de suministro de la energía que cuenta con derechos de transmisión entre los nodos de inyección y retiro. En general, la celebración de licitaciones es la práctica más común para completar la firma de los contratos de largo plazo.

Las transacciones para usuarios finales se efectúan principalmente por medio de contratos de servicio con las distribuidoras y comercializadoras. A excepción de los clientes libres, los usuarios de los distintos sectores de consumo de los países contratan la prestación del servicio de electricidad por medio de distribuidoras. Estos intermediarios, a su vez, contratan el suministro desde las centrales de generación por medio de contratos de largo y corto plazo mencionados anteriormente.

4.2 Marcos regulatorios y normativos en energías renovables

Los países cuentan con marcos legales y normativos para el subsector generación en base a energías renovables, tanto en el ámbito nacional como regional. Las leyes y regulaciones nacionales de carácter general que hacen referencia a las energías renovables están centradas en la conservación, la protección y el uso sostenible de los recursos naturales de los países. Estos mandatos se encuentran generalmente en las leyes que dan origen a las secretarías, ministerios, comisiones del sector eléctrico, y en las leyes de electricidad de cada país.

En particular, el marco que controla el desarrollo de las energías renovables se enfoca en el monitoreo de los procesos de transformación de las

fuentes de energía renovable en electricidad, su transporte y comercialización. Sobre este último, las leyes definen las reglas de los mercados y las condiciones para la prestación del servicio eléctrico en sistemas aislados y la comercialización de excedentes.

4.2.1 Regulaciones y políticas específicas para las energías renovables y eficiencia energética

En toda la región se identifican programas e incentivos para promover el desarrollo de las renovables y eficiencia energética. Costa Rica se destaca por el éxito de su metodología de cálculo de precios de generación eléctrica en base a energías renovables que data del año 2011. Otros países, como Honduras, Nicaragua y Panamá, integraron a sus leyes el pago de tarifas preferenciales o premium que aceleraron el crecimiento de fuentes en base a energía eólica, solar e hidráulica. Por último, se destaca el caso de Panamá que promulgó en el año 2012 la ley que conforma un fideicomiso para financiar proyectos de energías renovables y eficiencia energética.

En referencia a las políticas energéticas, se observa que los países incluyen entre sus pilares fundamentales promover el desarrollo de las renovables por medio de nuevas inversiones del sector privado. Específicamente, se distinguen medidas para la reducción de la carga fiscal de nuevos proyectos, medición neta (Net-metering), desarrollo de proyectos piloto en medición neta, establecimiento de cuotas y la celebración de licitaciones dirigidas a tecnologías en base a energías renovables, entre otras. La tabla a continuación muestra los países con regulaciones y políticas dirigidas a las energías renovables y eficiencia energética. Los incentivos fiscales marcaron el inicio en la implementación de las políticas dirigidas al sector y son el mecanismo más común entre los países. A estos le siguieron regulaciones como la medi-

ción neta, orientada a compensar a los productores independientes por la electricidad despachada en base a fuentes renovables. Algunas leyes que destacar en materia de incentivos son la Ley de incen-

i **Tabla 5.** Casos de legislaciones específicas en energías renovables y eficiencia energética

	Ley de incentivos fiscales	Ley de promoción de renovables	Medición neta	Eficiencia energética
Belice	X	X		
Costa Rica		X	X	
Guatemala	X	X	X	
El Salvador	X	X		
Honduras	X	X		
Nicaragua	X	X		X
Panamá	X	X	X	X

Fuente: Elaboración propia

tivos fiscales para la promoción de energías renovables en El Salvador; Ley de Incentivos para Proyectos de Energía Renovables de Guatemala; y Ley de Promoción de la Energía Eléctrica con Recursos Renovables de Honduras y Nicaragua, entre otras. Por otra parte, Costa Rica, Guatemala y Panamá cuentan con programas de medición neta, mientras que El Salvador desarrolla una política para este tipo de transacción. Algunos países como Costa Rica y Guatemala integraron el Net-metering dentro de sus políticas para impulsar la generación de electricidad a pequeña escala. Si bien esta iniciativa establece importantes limitaciones sobre la participación de la demanda en los mercados, su expansión podría atraer mayor competencia entre los agentes de mercado y apoyar el crecimiento de la participación de las energías renovables en los países. Por su parte, la implementación de cuotas de generación es un mecanismo bajo análisis.

En general, este mecanismo se evalúa con la posible obligatoriedad de que los distribuidores compren un monto mínimo de generación eléctrica derivada de fuentes renovables. Actualmente ningún país tiene cuotas de generación legalmente vinculantes. Por último, el uso de las licitaciones es el mecanismo más frecuente entre los países para la contratación de capacidad y electricidad proveniente de fuentes de energía renovable. Se observa que en algunos países las licitaciones carecen de una alta puntuación para los criterios de elegibilidad relativos a la experiencia de los adjudicatarios. Esto trae riesgos que pueden derivar en la anulación de los procesos o en dificultades para honrar los contratos celebrados. Como se menciona en la sección de demanda, el modelo de contratación por medio de licitaciones reemplaza el objetivo y modelo de que las decisiones de inversores están basadas en precios del mercado (precios de mercado de contrato y

ocasional) y lo reemplaza por un modelo similar de comprador único que dificulta el crecimiento del sector en base a la entrada de nuevos participantes.

En referencia a la promoción de la eficiencia energética, los programas de mayor envergadura provienen de los presupuestos nacionales. Esto supone importantes limitaciones en el alcance del impacto de los programas implementados. Se identifica Costa Rica como excepción, por tener una política dirigida a incentivar la implementación de medidas de eficiencia energética en el sector industrial y comercial.

En términos generales, se observa que el sector carece de agencias o instituciones especializadas en energías renovables y eficiencia energética que sirvan de articuladoras de los fondos disponibles en los gobiernos centrales, organismos multilaterales y prestatarios privados.

4.3 Tendencias y barreras

En la región se observa un esfuerzo importante en el desarrollo de energías renovables, no obstante, algunos de estos esfuerzos pueden tener impactos inversos al esperado. Un caso interesante son las obligaciones de interconexión, por un lado, estas obligaciones objetivan facilitar la entrada de nueva generación en la red; por otro lado, estas obligaciones cuando son mal implementadas pueden traer problemas substanciales a las empresas de distribución y transmisión. Unos dos elementos centrales para intentar combinar inversiones de redes y de renovables es la planificación territorial, sin embargo, el uso de estos mecanismos es muy limitado en la región.

4.3.1 Promoción de las energías renovables

Algunas de las prácticas comunes entre los países para impulsar el desarrollo de las ERNC (geotérmica, solar, eólica, etc.) es la exoneración del pago de impuestos, depreciación anticipada y elaboración de leyes y planes de desarrollo con metas establecidas, como se puede ver en los casos ilustrados en la Tabla 6 a continuación.

Por ejemplo, Honduras, además de otorgar beneficios tributarios, promulgó la Ley de promoción de la Energía Eléctrica con Recursos Renovables que establece contratos por 20 años para proyectos de generación con una capacidad instalada menor a 50 MW. Junto a esta ley, el país adoptó un “Plan de Nación” para aumentar la capacidad instalada en base a energías renovables. Parte del resultado obtenido de estas acciones se observa en el crecimiento de la capacidad instalada de las renovables del 38% del total el 2010, al 59% para finales del año 2016. Nicaragua por su parte, adoptó un enfoque hacia la exoneración del pago de impuestos para la construcción y operación de proyectos de generación, y facilidades de financiamiento, ya sea con bancos privados, bancos multilaterales de desarrollo, bancos públicos de desarrollo, fondos de inversión y garantías parciales de crédito. De manera similar, Panamá redujo los impuestos a las empresas en función de la cantidad de electricidad generada y su capacidad instalada; y permitió la depreciación anticipada de los equipos y maquinarias de los proyectos de generación.

i **Tabla 6.** Casos de incentivos dirigidos a las renovables

	Beneficios tributarios	Contratos de largo plazo - Licitaciones	Facilidad de financiamiento	Ventajas tarifarias
Belice	X		X	
Costa Rica	X			
Guatemala	X	X		
El Salvador	X	X		
Honduras	X	X		
Nicaragua	X		X	
Panamá	X			X

Fuente: Elaboración propia

Por ejemplo, Honduras, además de otorgar beneficios tributarios, promulgó la Ley de promoción de la Energía Eléctrica con Recursos Renovables que establece contratos por 20 años para proyectos de generación con una capacidad instalada menor a 50 MW. Junto a esta ley, el país adoptó un “Plan de Nación” para aumentar la capacidad instalada en base a energías renovables. Parte del resultado obtenido de estas acciones se observa en el crecimiento de la capacidad instalada de las renovables del 38% del total el 2010, al 59% para finales del año 2016. Nicaragua por su parte, adoptó un enfoque hacia la exoneración del pago de impuestos para la construcción y operación de proyectos de generación, y facilidades de financiamiento, ya sea con bancos privados, bancos multilaterales de desarrollo, bancos públicos de desarrollo, fondos de inversión y garantías parciales de crédito. De manera similar, Panamá redujo los impuestos a las empresas en función de la cantidad de electricidad generada y su capacidad instalada; y permitió la depreciación anticipada de los equipos y maquinarias de los pro-

yectos de generación.

4.3.2 Vacíos legales y barreras para el desarrollo de las energías renovables

Si bien las políticas de la región parecen estar bien enfocadas en su intención de desarrollar las energías renovables, aún persisten vacíos legales en el sector que dificultan la entrada de nuevos participantes. Por un lado, la planificación territorial de los países carece de leyes que establezcan definiciones de mediano y largo plazo dirigidas al desarrollo de zonas urbanas y rurales por departamento. Como se comentó en la sección Oferta, los países depositan en los municipios la responsabilidad de establecer disposiciones sectoriales de planificación y ordenamiento que afectan la infraestructura del sector energía. En consideración de lo anterior, se recomienda que los municipios y gobiernos centrales elaboren de forma conjunta las disposiciones y restricciones de la planificación territorial; integrando criterios de gestión ambiental, expansión de redes de interconexión y

aprovechamiento del potencial nacional de energía renovable. De manera similar, las compensaciones por expansión de redes también muestran vacíos legales. Se identifican regulaciones de la región que obligan al generador de grandes centrales a pagar por costos causados a las distribuidoras por la adecuación de redes existentes, además de un eventual costo por pérdidas ocasionadas a la empresa distribuidora. Esto puede traer dificultades en la determinación de cuánto se aumentan las pérdidas, y las inversiones requeridas para mejorar las redes; en particular cuando las regulaciones incluyen garantizar que la nueva generación no impacta en las obligaciones de calidad y desempeño del distribuidor. Para resolver estos vacíos legales, se recomienda que los países evalúen sus regulaciones en materia de compensaciones y que se definan árbitros para la resolución de conflictos.

A distintos niveles, la región enfrenta barreras técnicas, regulatorias y de políticas, económicas, financieras e institucionales para impulsar el desarrollo de las energías renovables. A continuación, se describen las barreras comunes entre los países.

- Técnicas. Las bases de datos carecen de información de calidad para analizar mediciones históricas por fuente de energía renovable. La falta de información arriesga la predictibilidad del rendimiento de los proyectos de generación, lo que a su vez impacta en el costo de financiamiento de los proyectos.

En general, los países enfrentan limitaciones de interconexión y capacidad de transmisión de electricidad entre las zonas con alto potencial de energía renovable y los centros de demanda. Unido a lo anterior, se observa que los países priorizan la expansión de las redes de transmisión localizadas en las cer-

canías de los centros de mayor demanda de electricidad, ubicados generalmente en zonas con escaso potencial de energías renovables.

- Regulatorias y de políticas. Los marcos regulatorios de los países no incluyen a las energías renovables entre las centrales que participan de la regulación de voltaje y compensación de desviaciones de despacho de los sistemas interconectados. En los mercados de regulación y compensación de desviaciones, los servicios que pueden ofrecer en particular las centrales hidráulicas con capacidad de regulación (i.e., con embalses de cierta magnitud), representan una alternativa para expandir la participación de las renovables en el sector eléctrico. Por otra parte, se observa escasa coordinación entre los actores locales para el desarrollo de micro-redes. El enfoque de las políticas sobre los proyectos de gran envergadura descuida la articulación de pequeños generadores que tienen la opción de atender la demanda ubicada en zonas con alto potencial de energías renovables. Esta situación ocurre principalmente en zonas que no tienen acceso a la red principal de interconexión de los países.

Las regulaciones de la oferta y participación de la demanda en los mercados dificultan la expansión de la participación de las renovables en el sector electricidad. Por un lado, existen límites para la capacidad instalada proveniente de fuentes de energía renovables. Si bien estos límites buscan controlar posiciones dominantes e incentivar la diversificación de la matriz, en la práctica representan barreras para la formación de nuevas sociedades entre agentes de mercado y la construcción de nuevas centrales de gran envergadura. Por otra parte, las regulaciones sobre la demanda restringen la capacidad de aumentar la com-

petencia por medio de una mayor participación de los consumidores libres en el mercado ocasional y de contratos. A excepción de las iniciativas de Net-metering, no existen otras iniciativas que permitan la participación de pequeños usuarios en los mercados mayoristas. Este tipo de regulaciones mantienen las mejoras tecnológicas y reducción de precios de las renovables fuera del alcance del usuario final.

La tendencia de las políticas públicas de aumentar el número de licitaciones para asegurar el suministro obstaculiza el libre funcionamiento de los mercados de electricidad. Estas políticas condicionan la decisión de los inversionistas a ganar alguna licitación para construir nuevos proyectos, en lugar de invertir a riesgo en base a los precios de mercado. Además, las licitaciones asignan riesgos a los distribuidores e incitan a una mayor intervención de los gobiernos para corregir precios que no resultan competitivos o razonables.

Las regulaciones de venta de la totalidad de la generación a las distribuidoras y empresas verticalmente integradas, dificulta el desarrollo de un mercado secundario con alta participación de energías renovables. Esta obligatoriedad elimina la posibilidad de promover la competencia entre los generadores en un mercado de corto plazo en el que las empresas puedan ofertar la generación no contratada por distribuidoras y que permita la entrada de nuevos agentes de mercado.

Existen vacíos legales en la responsabilidad de compra de electricidad a los distribuidores. En países como Panamá se asume que los distribuidores deben responsabilizarse por los desvíos de despacho de carga y errores en la predicción de la demanda. No obstante, se observa que los gobiernos cen-

trales pagan compensaciones a las distribuidoras por la contratación de suministro de emergencia que se derive de errores en la estimación de la demanda y oferta contratada.

Las políticas y regulaciones dirigidas a facilitar la intervención de los mercados generan distorsiones a la libre competencia. La tendencia a modificar los precios y reglas del mercado para influir sobre la fijación de tarifas de corto plazo agrega riesgos financieros para los nuevos proyectos, aumentan la necesidad de contratar la generación por medio de licitaciones y dificultan la participación de grandes consumidores en el mercado de contratos y ocasional.

- Económicas. Los proyectos de pequeña y mediana escala (capacidad menor a 50 MW) enfrentan altos costos de transacción. Parte de estos costos se componen por la evaluación de impacto ambiental de los proyectos y tiempo de tramitación de permisos. Unido a lo anterior, se observa que los procesos de tramitación de permisos exigen el cumplimiento de los mismos requerimientos para la entrada en operación de pequeños y grandes proyectos.

Otros costos que enfrentan los nuevos desarrollos corresponden a la estimación del potencial energético. La evaluación de la capacidad de generación en base a la energía geotérmica es un ejemplo ilustrativo común para la región. Los altos costos y riesgos asociados a la exploración de esta fuente dificultan identificar y maximizar el aprovechamiento del potencial disponible.

- Financieras. El alto costo del capital para las energías renovables y consideraciones para lograr el cierre financiero en base al perfil de riesgo de los proyectos supone una des-

ventaja para aumentar la participación de las renovables en la generación de electricidad.

- Institucionales. La región cuenta con una reducida institucionalidad especializada en el desarrollo de proyectos en base a energías renovables. En general, los países carecen de núcleos técnicos y profesionales capacitados que puedan enfocarse en la evaluación de propuestas y acompañamiento de la tramitación de nuevos proyectos. No obstante, se identifica la creación de divisiones dentro de los ministerios y secretarías de energía que están a cargo del análisis y la elaboración de políticas y regulaciones de las renovables.

La escasa transparencia en los mercados y los tiempos de tramitación de licencias dificultan la entrada de nuevos participantes. Por un lado, son escasas las iniciativas de difusión de la información de los mercados de electricidad que puedan aportar datos oportunos y confiables para nuevos proyectos. Por otra parte, se identifican altos costos de transacción por la falta de transparencia para rendir cuentas sobre la evaluación de cada proyecto, tiempos para la tramitación de permisos de construcción y concesiones tributarias. Una referencia de la gobernanza es reporte Doing Business del Banco Mundial, que califica a Centroamérica como una región de bajo desempeño para iniciar negocios, principalmente por la complejidad de los procesos para obtener permisos y hacer valer los contratos.



V. ARREGLOS INSTITUCIONALES

Para una mejor comprensión del sector de energía en la región es importante fijar la atención sobre cómo se establecieron los arreglos institucionales más generales y sus principales elementos en la formulación de política y supervisión del sector.

5.1 Separación de funciones

A partir de los años 90, se observan profundas reformas del sector eléctrico de Centroamérica. A excepción de Costa Rica, estas reformas llevaron a la actual reestructuración de la institucionalidad del sector, la liberalización de los mercados y la privatización de las principales empresas públicas. En particular, se desagregaron las funciones de generación, transporte y distribución de electricidad, y se incluyeron agentes reguladores independientes en el arreglo institucional del sector de toda la región.

Si bien la separación de funciones asigna responsabilidades a instituciones especializadas para su gestión, se observan brechas en la definición de atribuciones de algunos organismos y de agencias reguladoras. Específicamente, se identifica una activa intervención del regulador en las reglas de mercado para influir sobre los costos de generación. Por otra parte, se observa la asignación de responsabilidades de contratación de electricidad y desvíos a empresas de distribución, que posteriormente son compensadas por los gobiernos para cubrir las diferencias entre los precios de compra de electricidad y tarifas reguladas. En algunas situaciones, las empresas no son compensadas totalmente, impactando las inversiones en el reemplazo de equipos obsoletos y expansión de las redes, generando impactos en la calidad del servicio. Adicionalmente, podría también impactarse la sostenibilidad financiera del sector.

En la actividad de transmisión, se identifican posibles conflictos de interés en la coordinación de

despachos de carga que se encuentra asignada a las empresas de transmisión públicas. Estas atribuciones sobre el control de los centros de despacho de carga pueden llevar a situaciones en las que se privilegie la transmisión de despachos de electricidad proveniente de centrales de propiedad pública.

Por otra parte, la apertura de los mercados bajo modelos competitivos definidos en la década de los años 90, posiblemente no trajeron los resultados esperados. Lo anterior puede explicar el reemplazo del modelo de libre competencia en la generación hacia un modelo de comprador único de electricidad, que asegura la oferta adecuada y suficiente y que incentiva la competencia con la celebración de licitaciones de compra de generación de electricidad.

5.2 Formulación de políticas

En general, los ministerios y secretarías de energía de la región se encargan de formular políticas y establecer los lineamientos regulatorios de alcance nacional. Además, estas instituciones elaboran planes estratégicos de desarrollo del sector, y tienen como misión impulsar la política energética de los países, garantizando la seguridad del suministro, aumentando el acceso a la electricidad, promoviendo el uso racional y eficiente de la energía eléctrica, impulsando la investigación y el desarrollo de los recursos naturales con potencial, y sirviendo de apoyo en la cooperación regional.

5.3 Supervisión del sector

En general, los países de la región cuentan con comisiones de energía a cargo de regular el sector eléctrico. Estos organismos tienen amplias atribuciones para controlar las actividades de generación, transmisión y distribución de electri-

cidad, fijar tarifas y supervisar las transacciones del mercado de contratos, ocasional y mercado regional.

En el cumplimiento de sus funciones, se observa que los reguladores tienen dificultades para fundar sus decisiones dentro del marco regulatorio vigente. Las leyes de algunos países dejan abierto el alcance de las funciones y objetivos de supervisión de las agencias reguladoras, permitiendo interpretaciones de los reglamentos que se encuentran fuera del diseño del marco legal y regulatorio. Lo anterior debilita al regulador y dificulta el cumplimiento de su rol de agencia independiente y transparente en la implementación de sus funciones. En general, los marcos legales requieren modificaciones para evitar conflictos de interés en la gestión de funciones adicionales asignadas al regulador por medio de la ley.

Por otra parte, se presume que existen conflictos de interés entre el regulador y los ministerios. Si bien la creación de las agencias reguladoras busca balancear el interés del consumidor con el interés de los participantes del mercado y nuevos inversionistas, en la última década se evidencia que a este balance se le agrega la implementación de las políticas del sector energía. Con la intención de favorecer la implementación de políticas, se observan reguladores que intervienen los mercados, creando distorsiones y riesgos financieros que impactan el crecimiento de la participación de nuevos oferentes. El aparente conflicto entre el regulador y los ministerios o gobierno central requiere definiciones que permita separar la política energética de las funciones de regulación. Por esta razón, los gobiernos tienen que esforzarse por garantizar que el regulador sea percibido como ente independiente de la intervención política por medio de los ministerios.



VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En el período 1990 - 2010 las centrales hidroeléctricas fueron la principal tecnología que impulsó el acelerado crecimiento de las energías renovables en la matriz de generación. Este aumento sostenido sufrió una merma en su ritmo de expansión entre el 2010 y 2015, posiblemente por el lento crecimiento del mercado ocasional y de contratos.

El desarrollo actual de las energías renovables en los países se concentra en una o dos tecnologías. En general, las pequeñas y medianas centrales (con capacidad menor a 50 MW) son responsables del crecimiento de energías renovables no convencionales (solar, eólica y biomasa, entre otras); mientras que las empresas de gran escala se enfocan al desarrollo de centrales hidroeléctricas y en algunos casos a plantas geotérmicas.

Al año 2015, la energía hidráulica reúne el mayor potencial identificado en la región, con 38% del total. Le siguen la energía eólica y solar, con 31% y 17%, respectivamente. Sin embargo, el aprovechamiento de este potencial enfrenta importantes barreras técnicas, políticas e institucionales. Parte de las barreras técnicas corresponden a la baja calidad y limitado acceso a la información. En general, se observa que solo se publican parte de las evaluaciones del potencial elaboradas por ministerios, agencias y demás instituciones públicas. A este respecto, las alianzas público-privadas podrían contribuir a mejorar la calidad y acceso a la información. En materia de políticas, la planificación del sector muestra limitaciones para diversificar de las fuentes de energía y gestionar el despacho de carga de centrales con producción intermitente. Para mejorar la eficacia de las políticas se requiere abordar la variabilidad de producción de energía de tecnologías como la solar y eólica, a fin de garantizar la disponibilidad de la carga de base ajustada a la demanda y evitar la generación de excedentes. Además, las nuevas

políticas podrían considerar la combinación de distintas fuentes de acuerdo con la temporada del año o la apertura de nuevos mercados para las renovables como los mercados de reserva. En este respecto, se recomienda realizar una revisión de las políticas del sector en todos los países, a fin de integrar nuevos criterios que representen los intereses de cada gobierno, el sector privado, las organizaciones no gubernamentales y la sociedad civil. Por último, las barreras institucionales dicen relación con los atrasos y falta de transparencia en los procesos de tramitación de permisos y licencias de operación. La creación de una ventanilla única para proyectos de generación en base a energías renovables, que entregue información del estado de tramitación y ciclo del proceso de revisión de solicitudes, podría agilizar la tramitación de permisos para el desarrollo de nuevos proyectos y reducir el riesgo asociado a su aprobación.

Los mecanismos para la promoción de las renovables requieren una modernización. Se observa una merma en el impacto de participantes en el mercado producto de exonerar el pago de impuestos, permitir la depreciación anticipada de activos y publicación de planes de desarrollo que establecen metas de capacidad instalada en base a energías renovables. Se recomienda revisar la experiencia internacional e integrar nuevos mecanismos de mercado que permitan atraer nuevos participantes en el sector.

Las redes de transmisión requieren mejorar y expandir su capacidad para gestionar despachos de carga intermitente. El fortalecimiento de las redes permitirá acomodar un mayor número generadores pequeños con alta intermitencia en su generación y maximizará el beneficio esperado de las licitaciones. Por otra parte, la planificación de las inversiones necesarias en las redes de transmisión de forma coordinada con los proyectos que

cuentan con contratos de venta de electricidad permitiría cumplir con los supuestos de uso de redes y despacho de futuras licitaciones de contratos. Se recomienda que los países adopten la planificación de la expansión de las redes de la región como criterio para maximizar la competencia de forma independiente al desarrollo de licitaciones.

En algunos países se observa que la promoción de las renovables agrega riesgos financieros a las empresas de transmisión. En particular, la obligatoriedad que tienen estas empresas para brindar acceso a la nueva generación renovable carece de opciones para recuperar las inversiones de capital. En consideración de lo anterior, es importante que los países revisen los impactos de estas regulaciones en el desempeño de las empresas de transmisión y sus objetivos de expandir las redes de transmisión.

Las responsabilidades de planificación y ordenamiento asignadas a los municipios dificultan la articulación de los planes de desarrollo del sector eléctrico a nivel nacional. Se recomienda que los países presten apoyo técnico centralizado a los municipios en materia de gestión ambiental, expansión de redes de interconexión eléctrica, condiciones para el aprovechamiento del potencial de energía renovable, elaboración de reglas para la aprobación de concesiones y condiciones de explotación de recursos naturales y servidumbres de paso, entre otros.

Actualmente el MER está limitado a intercambios menores de electricidad. A excepción de Belice, los datos históricos de los intercambios regionales sugieren que los países buscan fortalecer su seguridad energética de forma independiente al MER. La escasa dependencia de los países en la generación proveniente del mercado regional restringe la expansión de este mercado y lo limita

a atender situaciones de emergencia o intercambios de oportunidad.

Por otra parte, el SIEPAC requiere de una planeación integrada que facilite la entrada de nuevos generadores en base a energías renovables con una capacidad menor a 50 MW. No obstante, los países deben acordar un marco regulatorio regional, que sea vinculante en todos los países de la región, y que garantice el acceso de estos generadores a la red sin agregar riesgos financieros para las empresas de transporte de electricidad.

En general la promoción de las ERNC en la región requiere que los países ajusten sus políticas dirigidas a fortalecer la seguridad del suministro, robustecer los sistemas de transporte de electricidad, promover la competencia entre participantes del mercado y establecer compromisos para fortalecer la cooperación internacional.

En referencia a la demanda, el sector residencial domina el consumo final en todos los países. Este sector se compone por clientes cautivos en las distribuidoras, por lo que no pueden participar en los mercados de electricidad. Dentro del sector comercial e industrial, los clientes libres están obligados a contratar agentes intermediarios para acceder al mercado ocasional. Además, las leyes exigen a los generadores vender la totalidad de su producción a las distribuidoras o empresas verticalmente integradas. Estas regulaciones limitan las opciones del cliente libre para encontrar un mercado competitivo de electricidad no contratada por las distribuidoras. Se recomienda flexibilizar las obligaciones de venta de potencia y electricidad para expandir los mercados de oportunidad, junto a la posibilidad de permitir a los clientes libres la celebración de contratos de forma directa con los generadores. Por último, la participación de los grandes clientes como oferentes del mercado, podría contribuir a promover

la competencia entre los agentes de mercado.

Las licitaciones surgen como un reemplazo a la concepción de competencia del mercado en los países. Este mecanismo que busca reunir la mayor cantidad de competidores en la generación y asegurar el suministro, es la forma de contratación más común en la región. Las licitaciones abandonan el modelo de toma de decisión en base a los precios del mercado e incentivan a los inversionistas a esperar por los procesos de licitación. La práctica internacional indica que, para maximizar la competencia, es preferible reducir el número de licitaciones y evitar procesos para contratar la generación proveniente de una sola tecnología. En consideración de lo anterior, se recomienda evaluar nuevos diseños y criterios de participación de oferentes utilizados en otros mercados. Además, se recomienda revisar periódicamente los reglamentos de licitaciones e incluir procesos de dos etapas en las licitaciones para cubrir la demanda requerida con la recepción de nuevas ofertas de participantes que superaron el precio máximo.

Para obtener los beneficios de contratos estables y de largo plazo, se recomienda flexibilizar su diseño, fórmulas e indexación de precios. También, es importante establecer nuevos mecanismos para incrementar el margen de compra ante un crecimiento de la demanda por encima del valor esperado, y reducir la compra ante clientes libres que dejan de comprar a los distribuidores. Además, se recomienda revisar las restricciones para clientes libres que los obligan a comprar la potencia firme a los distribuidores, y que podrían generar distorsiones en la competencia respecto a las obligaciones de contratación del distribuidor para los usuarios que ya no son clientes de estas distribuidoras.

Los países con regulaciones que buscan afectar la

recuperación de costos de generación obstaculizan el desarrollo de sus mercados. Estos países enfrentan como principal barrera la percepción de ser mercados con alto riesgo de inversión, que exigen altos costos de capital y garantías para la entrada de nuevos proyectos.

La escasa competencia en la generación de electricidad de la región implica altos riesgos de comportamiento anticompetitivo y de manipulación de los mercados. El control mayoritario de la generación por parte de dos o tres empresas generadoras, unido a la falta de transparencia en la estimación de precios y tramitación de concesiones y licitaciones, sugieren que los países seguirán enfrentado situaciones de colusión y manipulación de sus mercados.

Si bien la separación de funciones impulsada en los años 90 asigna responsabilidades a instituciones especializadas para su gestión, se observan vacíos legales en la definición de atribuciones de algunos organismos y de agencias reguladoras. Específicamente, se identifica una activa intervención del agente regulador en las reglas de mercado para influir sobre los costos de generación. Por otra parte, parece inadecuado asignar las responsabilidades de contratación de electricidad y desvíos a empresas de distribución, sin vincular su responsabilidad sobre las diferencias entre los precios de compra de electricidad y tarifas reguladas. Por último, la asignación de responsabilidades sobre la coordinación de despachos de carga a las empresas de transmisión podría generar conflictos de interés. Estas atribuciones pueden llevar a situaciones en las que se privilegie la transmisión de despachos de carga proveniente de centrales de propiedad pública. Se recomienda realizar una evaluación de las atribuciones de los arreglos institucionales, a fin de eliminar conflictos de interés y asignar las responsabilidades a los organismos más apropiados para gestionarlos.



VII. ANEXOS

BELICE



1. BELICE

Belice es considerado un país de ingreso medio-alto por el Banco Mundial. Al cierre del año 2016, su producto interno bruto (PIB) nominal alcanzó USD 3.2 millardos (USD 4.906 dólares per cápita) y su población 359 mil habitantes.

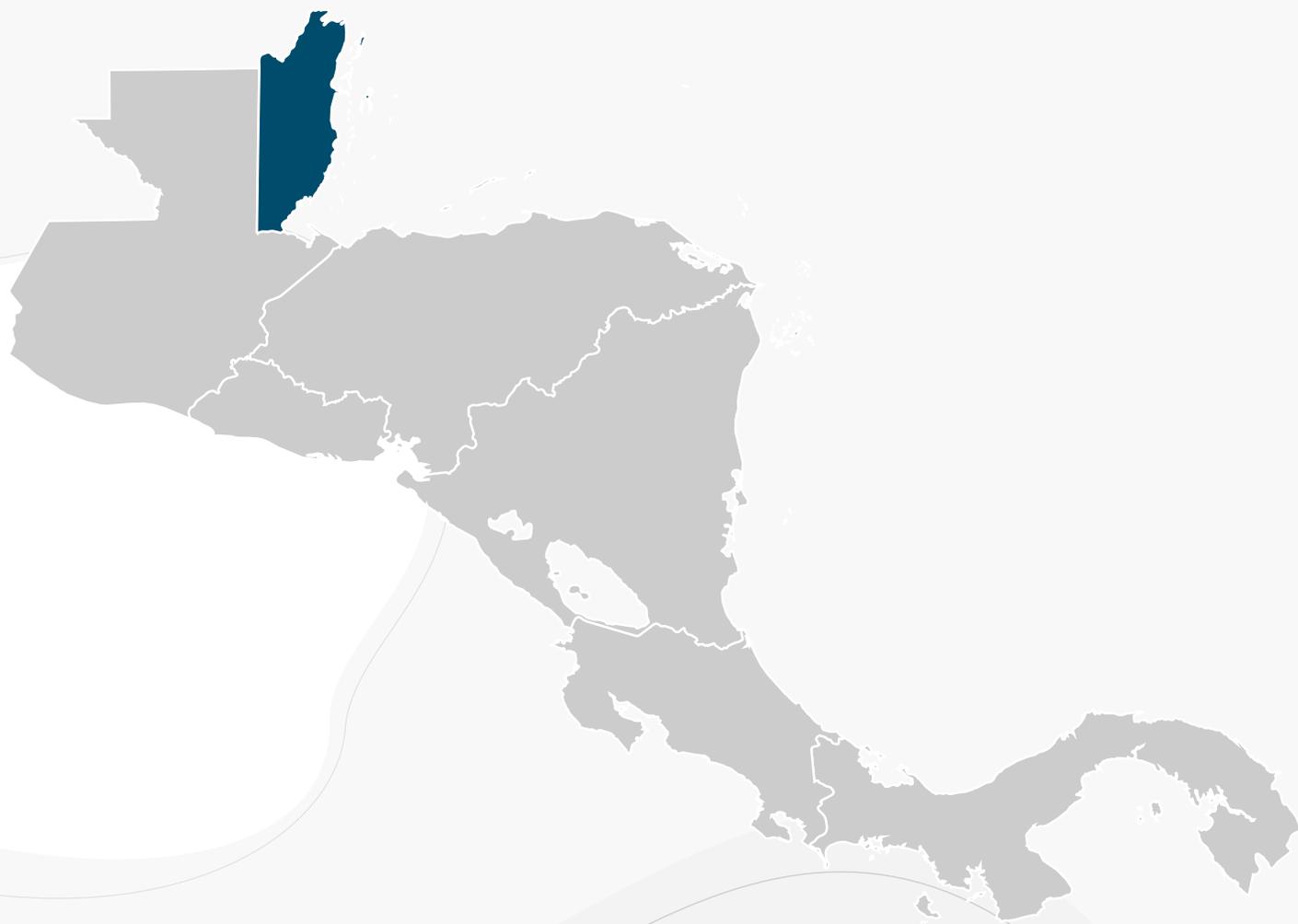
Su sub-sector eléctrico cuenta con una alta participación de empresas privadas. Este grupo de actores produjo el 96% de la electricidad consumida el año 2015, siendo la empresa BECOL la de mayor participación. La capacidad instalada para este año alcanzó 142,6 MW, y se compuso en 42% por tecnologías en base a diésel y gas, mientras que el restante 58% provino de tecnologías en base a fuentes de energías renovables, principalmente energía hidráulica. Esta capacidad total cubrió cerca del 60% de la demanda nacional de electricidad, mientras que el restante 40% provino de importaciones del Mercado Eléctrico Regional; principalmente de México.

Belice tiene un mercado eléctrico de integración vertical, con la empresa Estatal Belize Electric Limited (BEL) a cargo del monopolio comercial de la transmisión y distribución de energía. Además, BEL ejerce el rol de único comprador de electricidad proveniente de empresas públicas y privadas. Tanto el mercado eléctrico como las actividades del subsector se rigen por el marco regulatorio establecido por la Ley de Electricidad del año 1992. Por otro lado, la comisión Public Utilities Commission regula y supervisa las actividades de generación, transmisión y distribución.

El potencial de generación en base a energías renovables evaluado en Belice indica que el país podría agregar más de 10.900 MW a su capacidad instalada. No obstante, se identifican barreras para alcanzar este aprovechamiento en los altos costos del capital para lograr el cierre financiero de los proyectos, la falta de información de calidad de los recursos energéticos y la escasa

capacidad técnica para integrar y operar la intermitencia proveniente de las generadoras en base a energías renovables no convencionales.





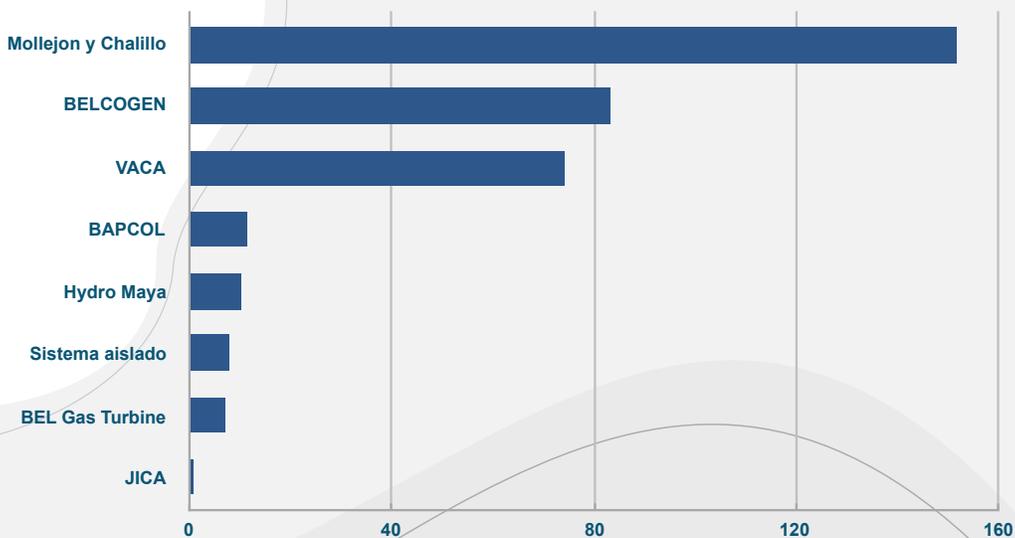
BELICE

El país tiene una matriz de electricidad con alta dependencia de las importaciones. Entre el 2010 y 2015 Belice importó más del 40% de su demanda de electricidad nacional y más de la mitad de la generación nacional de electricidad provino de fuentes energía renovable. La política energética aspira generar más del 60% de la electricidad en base a plantas hidroeléctricas y a biomasa. En la matriz de generación, las plantas hidroeléctricas ocupan el segundo lugar y la biomasa el tercero tanto en capacidad instalada como en cantidad de electricidad despachada.

Número de actores, porcentaje de privado (capacidad/energía)

Para el año 2015 el mercado se compuso por siete empresas generadoras; seis corresponden a empresas privadas: BECOL (Mollejon y Chalillo), VACA, Hidro Maya, BELCOGEN, BAPCOL y JICA y una empresa pública BEL (BEL Gas Turbine y los sistemas aislados: Bel Caye y Caulker Diesel). Del total generado para este año, 95,7% (331,1 GWh) provino de empresas privadas y el restante 4,3% (14,9 GWh) de la empresa BEL (CEPAL, 2015). En el gráfico siguiente se muestra la participación de las empresas del sector.

i Gráfico 1. Generación de electricidad por central (GWh)

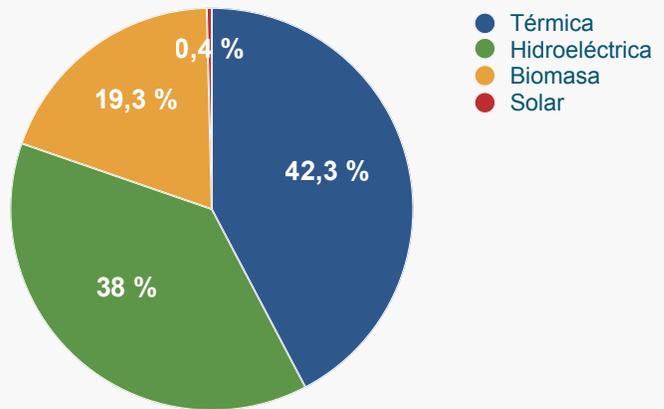


Fuente: Elaboración propia sobre la base de la información de CEPAL, 2015.

Composición

La capacidad instalada para el año 2015 alcanzó 142,6 MW, y se compuso en 58% (82,3 MW) por tecnologías en base a fuentes renovables (principalmente hidroeléctrica y biomasa). El restante 42% (60,4 MW) correspondió a centrales termoelectricas equipadas con generadores a diésel y gas. El gráfico siguiente muestra la composición de la matriz instalada de electricidad por tecnología.

Gráfico 2. Composición de la capacidad instalada de generación, 2015.



Fuente: Elaboración propia sobre la base de la información de la CEPAL, 2015.

Intercambios regionales

El país es un importador neto de electricidad, y su consumo total depende en 40% de la electricidad proveniente de México. En la tabla siguiente se muestra el balance entre la producción nacional, consumo e importaciones para el período 2011 - 2015.

i **Tabla 1.** Intercambios de electricidad (GWh)

	Producción nacional	Importación	Exportación	Diferencia	Consumo nacional
2011	322,2	170,6	-	170,6	492,8
2012	290,3	237,9	-	237,9	528,2
2013	316,9	234,1	-	234,1	551
2014	335,2	233,2	-	233,2	568,4
2015	346	255	-	255	601

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la CEPAL, 2015.

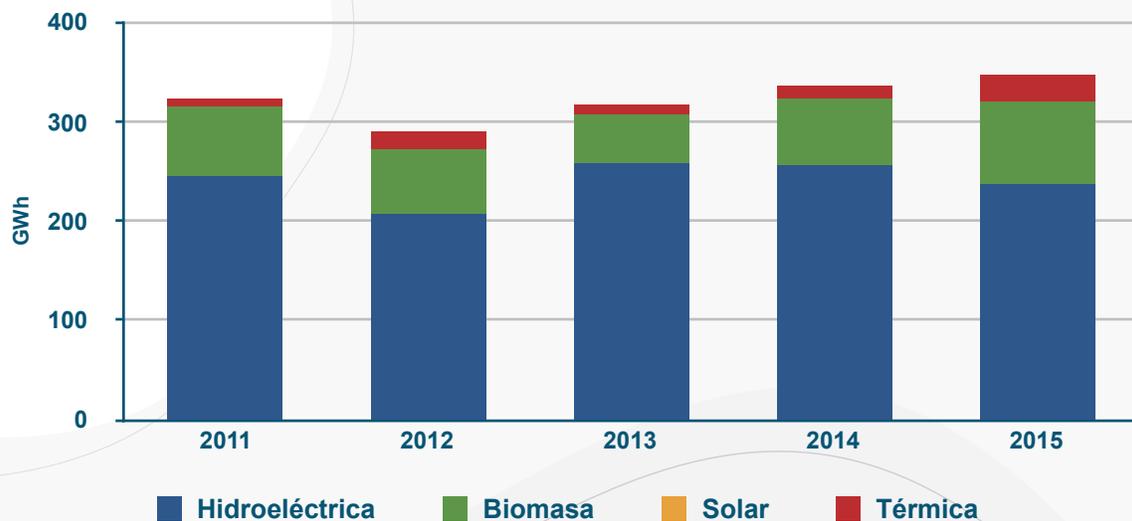
Entre el 2011 y 2015, la producción nacional de electricidad cubrió entre 55 y 65% de la demanda nacional, siendo el 2012 el año con el menor porcentaje de producción nacional. La caída de la producción para este año fue consecuencia del impacto que tuvo el fenómeno del niño sobre los niveles de los reservorios y embalses destinados a la generación hidroeléctrica.

Evolución de las energías renovables

Desde el año 2011 la capacidad instalada de las plantas hidroeléctricas y cogeneración se mantu-

vieron sin variaciones relevantes. Para el caso de las renovables no convencionales, se destaca la entrada en operación de la generación en base a energía solar en el año 2013, con 500 kW de capacidad y un aporte de electricidad de 600 MWh. Por otra parte, el volumen de despacho de electricidad entre el 2011 y 2015 presenta variaciones con una tendencia al crecimiento. Este crecimiento lo impulsó el aumento de la demanda del sector residencial y comercial. El gráfico siguiente muestra la evolución de la producción de electricidad por tipo de tecnología.

i Gráfico 3. Evolución de la producción nacional de electricidad



Fuente: Elaboración propia sobre la base de la información de la CEPAL, 2015.

En el año 2012 la generación hidroeléctrica disminuyó en 15% respecto al año anterior, como consecuencia de la sequía que afectó a la región. El déficit de carga de la hidroelectricidad fue cubierto por un aumento de las importaciones. Por su parte, la generación en base a biomasa obtuvo su mínima generación en el año 2013; que repuntó de forma gradual hasta lograr un aumento del 70% entre el 2013 y 2015.

Potencial de energías renovables por fuente

Belice cuenta con un potencial de generación en base a energías renovables superior a 10.900 MW. De este potencial 145 MW corresponden a energía hidroeléctrica, 191 MW a plantas en base a biomasa, 3.700 MW a energía eólica (onshore y offshore) y 6.928 MW a energía solar.

El potencial hidroeléctrico se estima en base al desarrollo de los siguientes proyectos: 15 MW en Rubber Camp, 3 MW en Swasey Branch, 2 MW en Southern Stann Creek, 2 MW en Bladen Branch, 0,6 MW en río On, 24,4 MW en los ríos Macal, 15-20 MW Mopan y 25-50 MW Chiquibul (BECOL, 2006 y Tillett, Locke, & Mencias, National Energy Policy Framework, 2012). La puesta en marcha de esta capacidad adicional podría añadir una oferta adicional de electricidad superior a 590.000 MWh anuales.

Con el aprovechamiento de la mitad del total de la biomasa disponible en el país se podría abastecer el consumo de plantas de generación que agrupen cerca de 191 MW de capacidad. En 2009, se estimó un volumen disponible total de 2,7 millones de toneladas de biomasa: 2,2 de residuos agrícolas, 0,2 de residuos forestales y 0,3 de residuos sólidos urbanos. Aproximadamente la mitad de este recurso podría convertirse en electricidad. Estimaciones indican que, considerando una producción de 0,67 MWh por tonelada de biomasa,

se podrían obtener aproximadamente 900.000 MWh anuales de electricidad; sin incluir el bagazo y ni residuos animales (Tillett, Locke, & Mencias, National Energy Policy Framework, 2012).

En referencia al desarrollo de la energía eólica, Belice cuenta con más de 730 km² de territorio con un recurso eólico clasificado como moderado a excelente (clase 3 a 7). Estas condiciones permitirían instalar 3650 MW en base a tecnología de aerogeneradores onshore. Asumiendo que 20% de esta superficie cuenta con turbinas eólicas, podrían obtenerse más de 1.300 GWh al año. Por otro lado, para la instalación de aerogeneradores costa afuera existe un potencial de aprovechamiento de un recurso de velocidad media en 9000 km². Asumiendo que de este total sólo se aprovecha el 10% de la superficie de aguas poco profundas (2.700 km²), se podrían producir anualmente cerca de 1.100 GWh.

Según los datos de NREL, más del 65% de la superficie del país cuenta con un recurso solar de 5 a 5,5 kWh/m² por día (equivalentes a 1825-2000 kWh/m²). Este potencial podría permitir una generación eléctrica anual de 32.600 GWh con el aprovechamiento del 1% de la superficie disponible.

DEMANDA

Clases de cliente

Los clientes se clasifican en cuatro tipos; según el sector y cantidad de consumo. A continuación, se describe cada clase de cliente.

- **Cliente social:** viviendas residenciales y apartamentos para uso doméstico, con un consumo promedio menor o igual a 60 kWh mensuales.
- **Residencial:** comprende viviendas que consumen más de 60 kWh mensuales.
- **Comercial 1:** establecimientos con consumo promedio mensual menor a 2.500 kWh. Dentro de esta clasificación se encuentran: oficinas, hotelería y turismo, tiendas, iglesias, centros de datos, fábricas de productos químicos, venta de alimentos e instituciones educativas y de salud, entre otros.
- **Comercial 2:** establecimientos con consumo promedio mensual superior a 2.500 kWh. Dentro de esta clasificación se encuentran: cadenas de hoteles o resort, compañías proveedoras de agua, petroleras, servicios públicos, procesadores de alimentos y fábricas de bloques, entre otros.

- **Industrial 1 y 2:** clientes que requieren niveles específicos de voltaje y que cuentan con la infraestructura de interconexión al sistema de distribución. Dentro de esta clasificación se encuentran: petroleras, servicios públicos, fábricas, constructoras, minería y agricultura, entre otros.

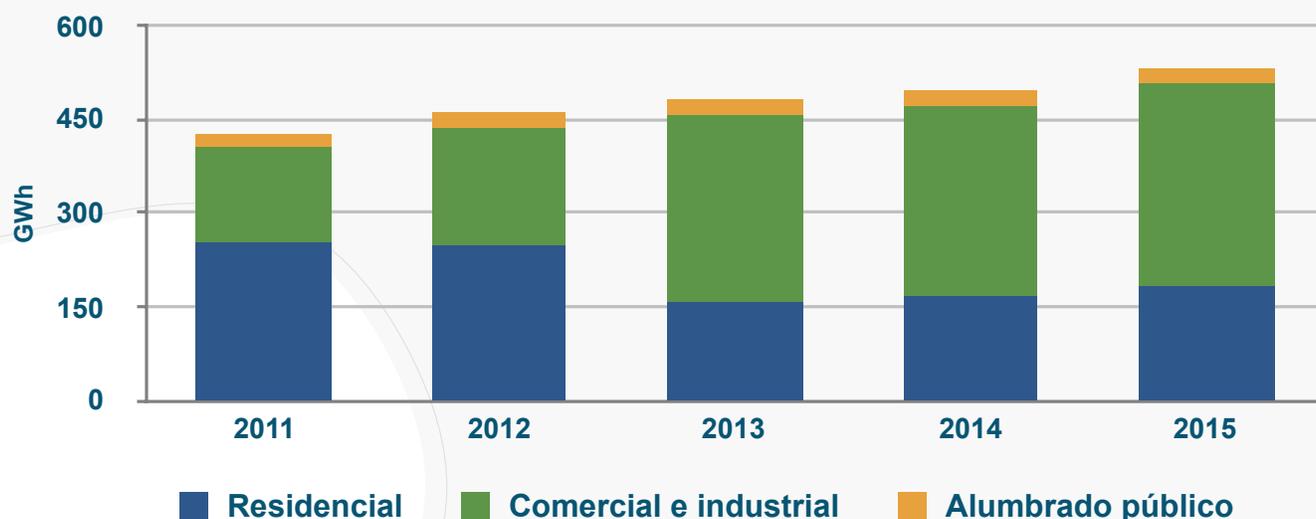
Consumo

Durante el año 2015 el número de usuarios superó los 86.800 y el consumo total alcanzó 533 GWh. De este total, cerca del 80% de los clientes pertenecen al sector residencial, sin embargo, más del 60% del consumo nacional se concentró en el sector comercial e industrial y público. En el gráfico siguiente se muestra la evolución del consumo de electricidad por sector.

Entre los años 2011 y 2012 el número de clientes comerciales e industriales se multiplicó por 21. Lo anterior, representó el aumento del 60% del consumo de electricidad para esta clasificación de clientes. Dicho crecimiento se explica por una reclasificación de los usuarios efectuada el año 2012, en la que clientes del sector residencial fueron ubicados dentro del grupo “comercial e industrial”.



Gráfico 4. Consumo por tipo de cliente (GWh)



Fuente: Elaboración propia sobre la base de la información de la CEPAL, 2015.

Entre los años 2011 y 2012 el número de clientes comerciales e industriales se multiplicó por 21. Lo anterior, representó el aumento del 60% del consumo de electricidad para esta clasificación de clientes. Dicho crecimiento se explica por una reclasificación de los usuarios efectuada el año 2012, en la que clientes del sector residencial fueron ubicados dentro del grupo “comercial e industrial”.

Tipos de transacciones

El mercado eléctrico de Belice está dominado por Belize Electricity Limited (BEL). La venta de electricidad por parte de los productores independientes a BEL se establece por medio de PPAs (acuerdos de venta de energía), que hasta el momento se negocian en ausencia de un principio armonizado global (Tillett, 2014). Los contratos de venta de electricidad carecen de reglas claras

sobre asignación de responsabilidades en caso de incumplimiento de contrato, por lo que se da lugar a disputas entre los agentes de mercado (especialmente durante la temporada de lluvias). La asignación de carga se reparte de forma que se minimicen los costos variables de operación. Sin embargo, en los PPAs existentes no se establece la separación entre costos fijos y variables.

Tarifas y cuadros tarifarios

La fijación de tarifas, precios, tasas e impuestos para la distribución y comercialización de la electricidad se encuentra definida en el estatuto No. 145 del 2005 (Electricity (Tariffs, Fees and Charges) Bylaws y sus correspondientes enmiendas No. 116 del 2009 y No. 21 del 2012. El PUC se encarga de aprobar y publicar los precios de la electricidad para el siguiente periodo anual para todos los tipos de consumidores (tariff basket).

Actualmente, las tarifas para los consumidores residenciales y comerciales en Belice tienen un único concepto variable; dependiente del consumo de electricidad y en base al volumen total consumido (precio por bloques). Para el caso de la tarifa industrial 1 y 2, el precio incluye, además del consumo y volumen, un costo adicional por la potencia demandada.

i **Tabla 2.** Tarifa para el suministro eléctrico vigente a partir del 2016.

Tipo de Tarifa	Descripción	Cargo por		Cargo Mínimo (BZ\$/mes)	Cargo por servicio (BZ\$/mes)
		Energía (BZ\$/kWh)	Demanda (BZ\$/kVA)		
Social	0-60 kWh	0,21		3,50	
Residencial	0-50 kWh	0,30		5,00	
	51-200 kWh	0,36		5,00	
	Mayor a 201 kWh	0,40		5,00	
Comercial 1	0-50 kWh	0,30		5,00	
	51-200 kWh	0,36		5,00	
	Mayor a 201 kWh	0,40		5,00	
Comercial 2	0-10000 kWh	0,38			125
	10001-20000 kWh	0,37			125
	Mayor a 20001 kWh	0,36			125
Industrial 1		0,28	33		125
Industrial 2		0,24	22		125
Alumbrado Público		0,42			

Fuente: Cálculos propios a partir de los balances de BEL, 2016.

ORGANIZACIÓN DEL MERCADO

El mercado eléctrico tiene una integración vertical, con la empresa Estatal BEL a cargo del monopolio comercial en la transmisión y distribución de electricidad⁵. BEL ejerce el rol de único comprador de la electricidad generada por empresas públicas y privadas, mientras que la participación de empresas privadas tiene lugar en la generación bajo un mercado de libre competencia.

El sistema eléctrico de Belice se divide en dos: un sistema aislado que abastece únicamente al Cayo Caulker y el sistema interconectado que suministra electricidad al resto del país. En los cayos más remotos, existe autoconsumo por medio de grupos electrógenos (Gischler, y otros, 2014).

Los usuarios finales pueden instalar sistemas de generación propios (generador diésel, solar o eólico) y vender sus excedentes siempre que su potencia sea igual o inferior a 75 kW. Para participar en el mercado de generación, los nuevos agentes deben contar con una licencia de generación y suministro otorgada por la PUC. En la práctica, BEL es la única empresa autorizada a suministrar electricidad a la red nacional (PUC, 2015).

Leyes, reglamentos y regulaciones principales

La Ley de Electricidad de 1992, fue la primera ley del sector eléctrico en Belice. Esta ley establece la regulación y normas para la prestación de servicios eléctricos; el proceso para aprobación de licencias para generación, transmisión y distribución; la transferencia de los activos de la agencia estatal Belize Electricity Board (BEB) a su empresa sucesora Belize Electricity Limited (BEL); la privatización parcial de la BEL, y los aspectos técnicos del servicio, entre ellos la medición, la instalación de equipos, las previsiones financieras y las tarifas.

En la década de los noventa la industria eléctrica

tuvo un período de transición, en el que, además de los procesos ordenados por la Ley de Electricidad, la empresa BEL contrató el primer proyecto de generación privada (central hidroeléctrica El Mollejón de 25 MW, bajo un esquema BOT, Build-Operate-Transfer). Además, se conformó el Sistema Nacional Interconectado (SNI) por medio de una línea troncal de 115 kV.

En 1999 se enmienda la Ley de Electricidad de 1992 para regular y codificar los precios de la energía. En el año 2001 se establecen los Reglamentos de Tarifas, cargas y normas de calidad de servicio.

En el 2005 se establecen las Normas de Electricidad (aranceles, cargos y calidad de servicio), denominado los Estatutos.

Formulación de Tarifas

De acuerdo con la Ley 223 la Comisión “Public Utilities Commission” (PUC) cuenta con las atribuciones para calcular las tarifas de electricidad. El PUC revisa las tarifas de forma anual (AR, Annual Revive) y cada cuatro años (FTR, Full Tariff Review). En el caso de las revisiones anuales, tras una primera propuesta por parte de BEL, PUC revisa los costos reales de la energía del año anterior y las previsiones de costos e inversiones futuras. En base a estos datos, PUC define la configuración de las nuevas tarifas (PUC, 2013). A continuación, se listan las componentes para la formulación de tarifas:

- a) Costo de la producción de la energía.
- b) Costo del transporte y distribución de la energía (VAD, Value Added of Delivery).
- c) Recuperación de costos. El PUC publica el listado de precios fijos anuales para la energía

⁵Excepto la empresa de distribución Farmers' Light Plant situada en el área de Spanish Lookout.

con el fin de mantener tarifas estables para el consumidor. La diferencia entre los precios fijos y el costo real de la energía se acumula en la cuenta de estabilización del precio de la energía (CPRSA), y cuando los primeros no cubren a los segundos, la factura de los consumidores incluye un costo adicional para compensar el déficit tarifario acumulado.

- d) Costo de la energía en los contadores de los consumidores. Considera el costo de la electricidad registrada en los medidores de los usuarios finales. Este costo se relaciona con el costo de la generación de electricidad por medio del CPRSA.

Al inicio de cada año la PUC revisa los beneficios de la compañía eléctrica BEL con el fin de asegurar su sostenibilidad financiera y que los consumidores paguen el menor precio por la electricidad.

Subsidios

Belice tiene asignados subsidios al sector eléctrico que le significan cerca del 3% de PIB (OLADE, 2013). Los subsidios benefician a todos los usuarios y consiste en la diferencia simple entre los costos de las distribuidoras y las tarifas reguladas de los usuarios finales.

Normativa específica para las energías renovables y eficiencia energética

Belice no cuenta con un marco legislativo específico para el desarrollo de las energías renovables (OLADE, 2011). No obstante, existe un marco nacional de políticas energéticas que integra la promoción de la eficiencia energética, sostenibilidad y energías renovables (ESTPU, 2011).

En el año 2011 se dio a conocer la Política Energética Nacional (NEP), que establece metas para

fomentar la producción y distribución sostenibles de energía, minimizar el costo de la energía en la economía local y crear una cultura nacional de eficiencia energética. La implementación de NEP se apoya sobre la estrategia energética sostenible de Belice (2012-2033), aprobada por el MESTPU en 2012, y que incluye programas y actividades dirigidas al desarrollo de fuentes de energía renovable y a mejorar la eficiencia energética en el país hasta el 2033 (MESTPU, 2012). Esta estrategia plantea el cumplimiento de las siguientes metas en el ámbito de la eficiencia energética y energías renovables:

- Reducir la intensidad energética per cápita en 30% para el año 2033.
- Triplicar la energía obtenida a partir de residuos agrícolas, forestales y urbanos.
- Incorporar 15 MW adicionales en hidroeléctricas al año 2033.
- Desarrollar un Plan de Desarrollo de la Energía Eólica 2012-2017.
- Desarrollo de un Plan de Desarrollo de Energía Solar 2012-2017.

Además, el 2015 el gobierno se comprometió a incrementar en 85% la participación de las energías renovables en la matriz de generación para el año 2027; y a reducir en más del 60% las emisiones de dióxido de carbono. Este compromiso fue comunicado a las Naciones Unidas por medio del Intended Nationally Determined Contribution (INDC).

Incentivos a las energías renovables (por fuente) y eficiencia energética

Belice no posee incentivos fiscales para proyec-

tos de energías renovables. Sin embargo, instituciones nacionales, regionales (E+CO capital, GREENPYME) e internacionales (Banco Mundial, Banco KfW de Alemania, Corporación Internacional Financiera IFC, Agencia de Garantía Multilateral MIGA, Banco Interamericano de Desarrollo BID y Banco Centroamericano de Integración Económica BCIE) disponen de mecanismos financieros⁶ dirigidos al sector público y privado para el desarrollo de proyectos de generación eléctrica en base a energías renovables.

Además, desde el año 2010 el Programa de Energías Renovables y Eficiencia Energética en Centroamérica (4E) dirigido por la Agencia de Cooperación Alemana (GIZ por sus siglas en alemán), impulsa la implementación de estrategias de energías renovables y eficiencia energética mediante inversiones en proyectos piloto.

Barreras a la expansión de las energías renovables

La expansión de las energías renovables en Belice enfrenta barreras sobre la disponibilidad de la

información, en particular sobre el levantamiento indicadores y elaboración de mapas con los recursos renovables (biomasa y desechos principalmente).

Las barreras regulatorias se relacionan a la incertidumbre sobre los mecanismos para la obtención de concesiones, interconexión de proyectos a la red, venta de electricidad y alto costo de obtención de permisos. Además, la falta de transparencia en los procesos de adjudicación de concesiones también impacta el desarrollo oportuno de los proyectos.

En consideración de lo anterior, los anteproyectos enfrentan altos costos de capital que les dificulta lograr el cierre financiero para iniciar su construcción. Esto une a la escasa disponibilidad de incentivos relativos a concesiones y precios de venta de electricidad proveniente de fuentes renovables.

Por último, los operadores del sistema carecen de la familiaridad necesaria para integrar y operar la intermitencia proveniente de las generadoras en base a energías renovables no convencionales.



⁶Préstamos, donaciones o garantías.

ARREGLOS INSTITUCIONALES

Separación de funciones

El sector eléctrico de Belice se compone por entidades con funciones en el nivel político, normativo, regulador y operativo del mercado. La elaboración de políticas y regulaciones está a cargo del Ministerio de Energía, Ciencia y Tecnología y empresas Públicas (MESTPU) y la Dirección General de Electricidad. Por otra parte, la comisión PUC tiene las atribuciones para regular y elaborar las normas técnicas de las actividades de generación, transmisión y distribución. Por último, y siguiendo los lineamientos de la PUC, la empresa estatal BEL coordina la oferta y la demanda del mercado, y vela por el correcto funcionamiento del sistema eléctrico.

Formulación de políticas

Como se mencionó anteriormente, la formulación de políticas del sector recae sobre el MESTPU, cuya misión es promover y gestionar eficientemente la producción, suministro y uso de la energía por medio de la eficiencia energética, la energía renovable, e intervenciones de producción más limpias para conseguir un desarrollo sostenible de Belice. Dentro del MESTPU, la Dirección General de Electricidad (DGE) tiene, entre otras, la responsabilidad de proponer políticas para asegurar la satisfacción de la demanda de electricidad, incentivar la competencia en el segmento de generación, proteger los intereses de los consumidores y promover la eficiencia en el suministro y uso de la electricidad.

Otras instituciones que intervienen en la formulación de políticas del sector son las siguientes:

- Ministerio de Recursos Naturales y Agricultura (MNRA): sus atribuciones incluyen gestionar los recursos naturales del país y de la industria agrícola. Tiene tres unidades principales

relacionadas con la minería, la hidrología y la gestión de residuos sólidos (MNRA, 2015).

- Ministerio forestal, de pesca y desarrollo sostenible (MFFSD): ministerio a cargo de promover el uso sostenible de los recursos naturales del país, la preservación del medioambiente y el control de la contaminación (DOE, 2013).

Supervisión del sector

La Comisión de Servicios Públicos (Public Utilities Commission, PUC) supervisa y regula todas las actividades relacionadas a la generación, transmisión y distribución de electricidad. Además, la PUC goza de autonomía para la regulación de los servicios de telecomunicaciones, agua potable y alcantarillado. Su mandato general consiste en asegurar que los servicios sean prestados en forma satisfactoria y a precios razonables. En particular, la PUC cuenta con atribuciones para supervisar a las empresas prestatarias el cumplimiento de las normas y regulaciones relativas a la provisión del servicio de electricidad. Algunas de las funciones de supervisión del sector son las siguientes:

- Revisión anual de tarifas (Annual Review, AR) y cada cuatro años (Full Tariff Review, FTR).
- Auditoría de cumplimiento de las empresas autorizadas bajo licencia.
- Revisión de fiabilidad y eficiencia de las empresas autorizadas a inyectar electricidad al sistema.
- Revisión, actualización y aprobación de los códigos aplicables a las empresas autorizadas a suministrar energía eléctrica. En el caso de BEL, esto incluye los reglamentos de generación, transporte, distribución y pago de facturas.

- Auditorías de calidad de la energía, análisis del sistema eléctrico; supervisión de adopción de normas de calidad y seguridad en la red de transmisión y distribución.





VII. ANEXOS

COSTA RICA



2. COSTA RICA

Con un área de 51 mil kilómetros cuadrados y un PIB (nominal) de USD 57,4 millardos para el año 2016, Costa Rica es una de las principales economías del istmo centroamericano. Su población alcanza 4,8 millones de habitantes y su producto interno per cápita USD 12,000; uno de los más elevados en la región.

En relación con el sub-sector eléctrico, el 2016 el país contó con una capacidad instalada de generación de 3.467 MW, compuesta en su mayoría por energías renovables (84%), principalmente plantas hidroeléctricas y parques eólicos.

El mercado eléctrico está dominado por el Estado, siendo Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) su principal representante, mientras que la participación del sector privado está limitada al 30% de la capacidad instalada total. El ICE es el único actor del mercado que cuenta con facultades para suscribir contratos de compra de electricidad. El país carece de una ley general de electricidad, por lo que las regulaciones del sector provienen de la interpretación de leyes de aprovechamiento de recursos naturales y leyes generales de mercado, entre otras. La ARESEP es el ente regulador que vela por el cumplimiento de normativas vinculantes en las actividades de generación, transmisión, distribución y mercados.

El potencial de capacidad adicional en Costa Rica en base a energías renovables se estima en 11.978 MW. De este potencial, 5.266 MW corresponden a hidroeléctrica, 2.400 MW a eólica, 2.200 MW a biomasa, 2.065 MW a geotérmica y 47 MW a solar. No obstante, se identifica que el desarrollo de este potencial enfrenta importantes barreras de información, regulatorias y económicas.

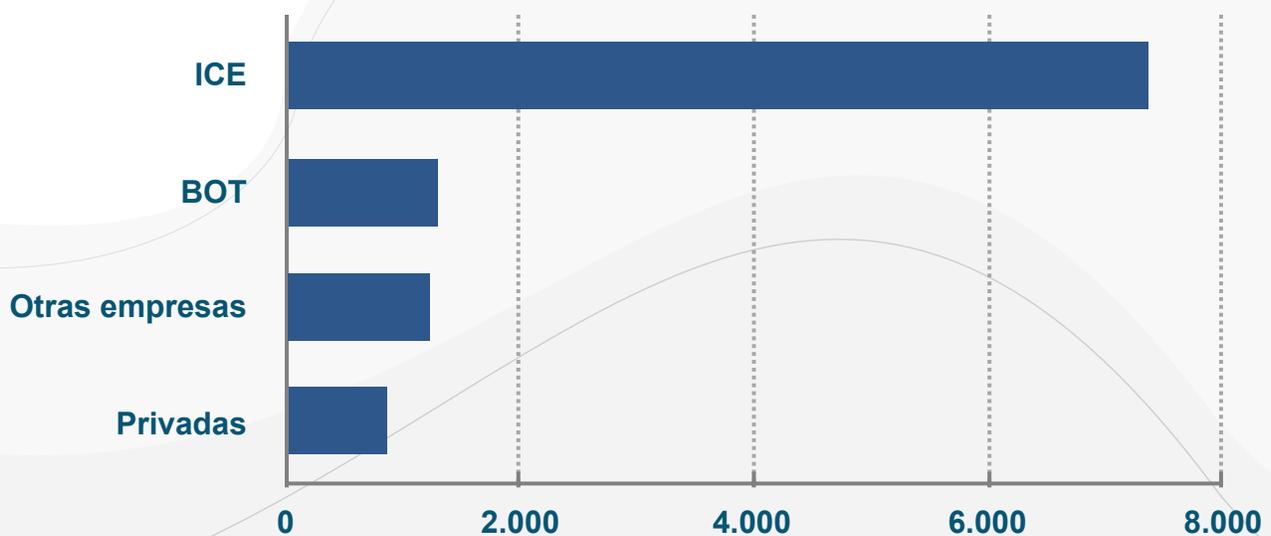


Costa Rica es el país con mayor porcentaje de producción de electricidad de la región por medio de fuentes renovables. Parte del acelerado crecimiento de las renovables en el país provino de la sequía sufrida en 2007, que gatilló una crisis energética. Como resultado de ello se trazó como prioridad política aumentar la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, y se fijó como objetivo que la matriz energética proceda en su totalidad de fuentes renovables en el año 2021. La oferta de electricidad basada en energías renovables está controlada en su mayoría por empresas pertenecientes al sector público.

Número de actores, porcentaje privado (capacidad/energía)

El mayor porcentaje de generación de energía eléctrica en el año 2016 pertenece al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), con un 68,3% (7361,44 GWh). Otras empresas públicas como la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH), Junta Administradora de los Servicios Eléctricos de Cartago (JASEC), Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), Coopelesca, Coopeguanacaste-Canalete, Consorcio Nacional de Empresas de Electrificación de Costa Rica (Coneléctricas), Valle Central y Los Santos, controlan un 11,5% adicional (1239,04 GWh). El restante 20,2% (2177,18 GWh) se asigna a las empresas privadas, que producen por medio de fuentes hidroeléctricas, térmicas y eólicas. El gráfico siguiente muestra la participación de los principales agentes generadores para el año 2016.

i Gráfico 1. Generación de electricidad por central (GWh).



Fuente: Elaboración propia sobre la base de la información de ICE, 2016.

Composición

La capacidad instalada al año 2016 alcanzó 3.466,7 MW, y se compuso en 83,5% por tecnologías en base a fuentes renovables.

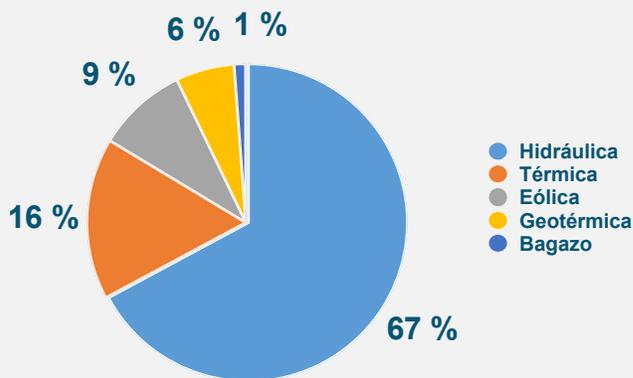
En coherencia con la política de aumentar la capacidad en base a las renovables, la capacidad instalada de centrales térmicas disminuye de forma sostenida desde el año 2010 cuando representaba el 28% del total instalado (CEPAL, 2015). La principal opción sustituta para reducir la participación de las termoeléctricas recae en las plantas hidroeléctricas, que representan más de dos tercios del total de la capacidad (67,2% del total). Esta opción, junto con la eólica (9,2% del total); mantienen un aumento acelerado de su participación en la matriz de generación. El gráfico siguiente muestra la composición de la matriz instalada de electricidad por tecnología.

Intercambios regionales

El balance de intercambios de electricidad muestra que en 2016 cerca del 1,4% del total de la electricidad consumida en el país provino de importaciones. En términos generales, Costa Rica presenta una tendencia a la importación de energía eléctrica para el período 2012 - 2016. A excepción del año 2015, se aprecia una diferencia positiva creciente entre las importaciones y exportaciones para este periodo. La tabla siguiente muestra estas diferencias.

Los excedentes del año 2015 fueron comercializados en el Mercado Eléctrico Regional y dirigidos a Nicaragua, El Salvador y Guatemala, entre otros.

Gráfico 2. Composición de la capacidad instalada de generación, 2016.



Fuente: Elaboración propia sobre la base de la información de ICE, 2016.



i **Tabla 1.** Intercambios de electricidad (GWh).

	Producción nacional	Importación	Exportación	Diferencia	Consumo nacional
2012	10.076,4	34,3	22,8	11,5	10.087,9
2013	10.136,2	61,3	19,6	41,7	10.177,9
2014	10.118,4	251,5	69,7	181,8	10.300,2
2015	10.713,7	172,5	280,1	-107,6	10.606,1
2016	10.781,7	-	-	150,39	10.932,1

Fuente: Cálculos propios a partir de los balances de CEPAL, 2015, e ICE, 2016.

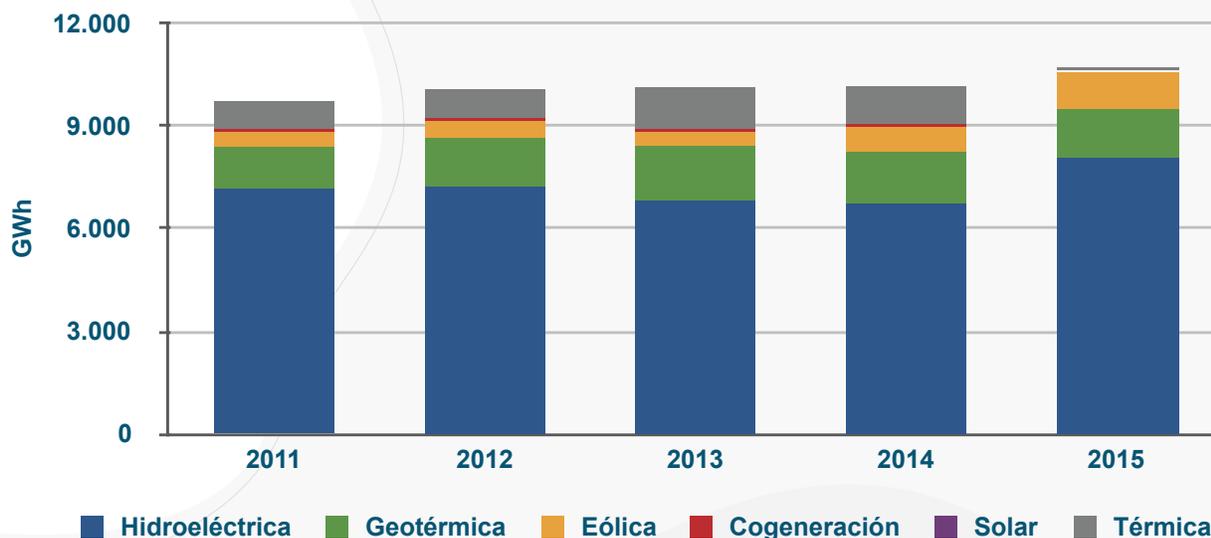


Evolución de las energías renovables

Costa Rica mantiene un creciente porcentaje de capacidad instalada y despacho de electricidad por medio de fuentes renovables. Entre el 2011 y 2015 la capacidad de instalada aumentó 27%, impulsada por la hidroelectricidad y energía eólica, que experimentaron el mayor crecimiento en los últimos cinco años, con 37% y 110%, respectivamente.

En el año más reciente (2016), la producción de energía procedente de fuentes hidroeléctricas supuso un mayor porcentaje sobre el total, con 74,4% (8.025,95 GWh). A esta fuente le siguieron la energía geotérmica y eólica, con 12,4% (1339,51 GWh) y 10,64% del total (1147,29 GWh), respectivamente. Por último, el bagazo aportó 0,69% (74,51 GWh) y la energía solar 0,01% (1,41 GWh). El gráfico siguiente muestra la evolución de la generación de electricidad por fuente.

Gráfico 3. Evolución de la generación de electricidad por fuente, 2011 - 2015



Potencial de energías renovables por fuente

Costa Rica cuenta con 11.978 MW de potencial para generar electricidad a partir de energías renovables. De estos, 5.266 MW corresponden a hidroeléctrica, 2.400 MW a eólica (en la cordillera de Guanacaste), 2.200 MW a biomasa, 2.065 MW a geotérmica (en Las Pailas y cordilleras de Guanacaste y Central) y 47 MW a solar.

En lo que respecta al potencial hídrico de Costa Rica cerca del 80% del potencial identificado se encuentra en áreas protegidas como reservas indígenas, parques nacionales y reservas forestales.

En lo que respecta a la energía eólica, el potencial de mejor calidad se encuentra al noroeste del país. En estas zonas, la calidad del recurso eólico se clasifica como excelente, con una media anual de viento que alcanza 4 m/s (ICE, 2015). Este levantamiento solo involucra el aprovechamiento en tierra firme, por lo que existe un potencial adicional no estudiado fuera de la costa.

Por otro lado, estudios del CIMS (Center for Innovation Management Studies) identifica los tipos de biomasa más comunes en Costa Rica con potencial para generar electricidad. Sin embargo, aún no existe un desarrollo tecnológico que permita el aprovechamiento rentable de este tipo de energía para el país.

Para incrementar su participación en energía geotérmica, se estudian los proyectos Las Pailas II y Boriquen en la misma región donde se encuentra la central Las Pailas. Se estima que cada proyecto cuente con 50 MW de capacidad.

Por último, las zonas con mejores condiciones para el desarrollo solar coinciden con el recurso eólico al noroeste del país. Estimaciones indican que Costa Rica cuenta un recurso solar que su-

pera 4 kWh por metro cuadrado por día. Este potencial corresponde con el valor mínimo recomendado para recuperar la inversión en la instalación de paneles solares.



DEMANDA

Clases de cliente

Los clientes finales de suministro eléctrico se dividen en Residencial (exclusivo para viviendas unifamiliares y apartamentos de alojamiento permanente), General (establecimientos comerciales, oficinas públicas y privadas, centros de salud y centros de recreación, entre otros), Industrial (talleres y fábricas, entre otros) y otros usuarios (instalaciones de bombeo de agua potable, centros educativos e iglesias, entre otros). No existe

un límite de kWh por tipo de cliente. El gráfico siguiente muestra el aumento progresivo de los usuarios en el periodo 2011-2015.

En el año 2015 el total de clientes fue de 1.646.700, siendo los de tipo Residencial los que constituían el mayor porcentaje (87%), seguidos por el tipo de cliente General, con 12,5%. Por su parte, los clientes del sector industrial representaron el restante 0,5% del total.

i Gráfico 4. Distribución total de clientes, 2012 - 2016.



Fuente: Elaboración propia sobre la base de la información de CEPAL, 2015.

Consumo

Para el 2016 el consumo de electricidad en Costa Rica alcanzó 10.782 GWh, lo que representa un crecimiento del 15.4% respecto al año anterior.

Durante el periodo 2011-2015, el mayor consumo eléctrico del país se concentró en el sector residencial (cerca del 40% del total), seguido del tipo

de cliente General (35% del total). El consumo de este tipo de cliente experimentó un crecimiento entre 2,6 y 5,7% anual, mientras que el cliente Industrial disminuyó entre 0,45 y 2,2%. Por último, los otros clientes incrementaron su porcentaje de consumo entre el 2,3 y el 5% anual. Como resultado, el consumo total del periodo experimentó un crecimiento gradual de entre el 0,8 y el 4,7% anual.

i **Tabla 2.** Consumo por tipo de cliente (GWh).

	2011	2012	2013	2014	2015
Residencial	3384,1	3473,9	3476,2	3513,5	3606,2
General	2907	3070,8	3150	3238	3414,1
Industrial	2006,8	2144,5	2134,4	2107,5	2061
Otros	224,7	232,9	238,3	249,7	262,3
Total	8522,6	8922,2	8998,9	9108,7	9343,7

Fuente: Cálculos propios a partir de los balances de CEPAL, 2015.

Tipos de transacciones

De acuerdo con la ley el ICE es el único ente facultado para suscribir contratos destinados a la compra de energía eléctrica. Los contratos de compraventa de electricidad tienen una vigencia menor a 20 años y los activos de la planta eléctrica que suscriba el contrato deberá traspasar sus activos libres de costo y gravámenes a nombre del ICE al finalizar el plazo del contrato.

Las negociaciones y transacciones se efectúan en base a los lineamientos del “Proceso de Comercialización Mayorista del Centro Nacional de Control de Energía” (CENCE), que recibe información del Área de Planificación de Despacho sobre la cantidad de energía disponible para la venta. Los costos por contrato se ajustan al monitorear el mercado en el resto de los países de Centroamérica, y se establece un precio mínimo de venta y uno máximo de compra de electricidad.

Por otra parte, a través de la Ley N.º 7508 (La Gaceta N.º 104 del 31 de mayo de 1995) se incorporó un segundo régimen de participación privada en la generación, que corresponde al segundo capítulo de la Ley N.º 7200. En este régimen, que corresponde a un esquema BOT (Building, Operation and Transfer), se han construido varios proyectos. En esta modalidad las plantas pueden tener una capacidad instalada máxima de 50 MW y el proceso de contratación se hace mediante el sistema de licitación pública. El ICE está autorizado por esta ley a comprar de estas centrales hasta un 15% adicional al autorizado por la Ley N.º 7200, para totalizar un 30% de la capacidad instalada nacional.

Tarifas y cuadros tarifarios

Las tarifas se encuentran clasificadas por categorías en función de la demanda (ICE, 2017). El ICE

define los siguientes tipos de tarifas de acuerdo con el uso y volumen de demanda.

- Tarifa residencial
- Tarifa de comercios y servicios
- Tarifa industrial
- Tarifa preferencial de carácter social
- Tarifa de media tensión
- Servicio de alumbrado público.



i **Tabla 3.** Tarifas vigentes al 1 de enero de 2017.

Tipo de tarifa	Tarifa		Cargo por	
	Código	Descripción	Energía (¢/kWh)	Potencia (¢/kW-mes)
Residencial	T-RE	Primeros 200 kWh Por cada kW adicional	71,45 128,79	
Comercios y servicios	T-CO	Primeros 3000 kWh Mayor de 3000 kWh	107,62 64,39	10.644,30
Industrial	T-IN	Primeros 3000 kWh Mayor de 3000 kWh	107,62 64,39	10.644,30
Preferencial de carácter social	T-CS	Primeros 3.000 kWh Mayor de 3000 kWh	72,33 43,22	6.971,24
Media tensión	T-MT	Periodo punta Periodo valle Periodo nocturno	61,75 22,93 14,11	10.019,78 6995,95 4481,07
	T-MTb	Periodo punta Periodo valle Periodo nocturno	0,11 0,04 0,02	17,75 12,38 7,94
Alumbrado público		Para mayor de 40 kWh y menor de 50.000 kWh	4,33	
Ventas a ICE distribución y CNFL (Compañía Nacional de Fuerza y Luz)	T-CB	Periodo punta	46,66	2475,22
		Periodo valle	38,23	2475,22
		Periodo nocturno	32,46	0,00
Ventas al servicio de distribución	T-SD	Periodo punta	46,07	2475,22
		Periodo valle	37,73	2475,22
		Periodo nocturno	32,37	0,00
Usuarios directos del servicio de generación ICE	T-UD	Periodo punta	0,054	2880
		Periodo valle	0,044	2880
		Periodo nocturno	0,039	0,00
Servicio de transmisión	T-TE	Sistema de distribución del I>CE, empresas distribuidoras	10,51	
	T-TEb	Clientes directos del servicio de generación ICE	0,0193	

Fuente: Cálculos propios a partir de los balances de ICE, 2017.

ORGANIZACIÓN DEL MERCADO

El sector eléctrico se basa en un monopolio verticalmente integrado, que está dominado por la alta participación del Estado, con el ICE como representante mayoritario de la generación y distribución de electricidad y actor único en la fase de transmisión. La presencia de mercados abiertos a la participación privada está restringida a una capacidad máxima del 30% de la capacidad total instalada en el país. La generación de electricidad proviene de ocho empresas públicas y cerca de treinta generadores privados. Por otra parte, la distribución de está bajo el control de las mismas empresas públicas que se ocupan de la generación, no permitiéndose la participación del sector privado. Para el año 2015, CNFL distribuyó el 41% de la electricidad del país, seguida por el ICE con 38% del total.

Unidad Estratégica de Negocios del Centro Nacional de Control de Energía (UEN-CENCE) del ICE tiene la responsabilidad de coordinar la operación del sistema eléctrico nacional, y controlar el transporte de electricidad despachada al Mercado Eléctrico Regional (MER).

Leyes, reglamentos y regulaciones principales

El sector eléctrico carece de una ley general de electricidad, que defina las funciones y participación de todos los actores del sector. No obstante, desde el año 2010 se discute un proyecto de ley que busca aprobarse como la Ley General de Electricidad de Costa Rica.

Las leyes más importantes en el sector eléctrico de Costa Rica son las siguientes:

- La Ley 6812 de 1982, establecida por el Ministerio de Industria, Energía y Minas. Se encar-

ga de formular, planificar, ejecutar, supervisar, controlar, dirigir y promocionar las políticas de recursos naturales, energéticas, mineras y de protección ambiental.

- La Ley 7152 de 1990. La ley transfiere las atribuciones del Ministerio de Industria, Energía y Minas al Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones.
- La Ley 7593 de 1996, establecida por la ARESEP. Contiene los procedimientos para fijar precios y tarifas, y establece el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima del servicio eléctrico.
- Ley 8723 de mayo de 2009, mejor conocida como “Ley Marco de Concesión para el Aprovechamiento de las Fuerzas Hidráulicas para la Generación Hidroeléctrica”. Define los procedimientos y requerimientos para la aprobación de concesiones de los recursos hídricos del país.
- Proyecto de Ley General de Electricidad de 2010. El proyecto se encuentra en discusión de la Asamblea Legislativa.

Formulación de tarifas

La ARESEP fija las tarifas de la electricidad en base al principio de servicio al costo⁷. En términos generales la metodología de cálculo de tarifas se basa en un costo promedio contable, al que se le incluye un porcentaje de utilidad. Los gastos comprenden, además, los gastos de operación y mantenimiento, el gasto por depreciación, los gastos administrativos y cualquier otro gasto asociado al

⁷ “Principio que determina la forma de fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, de manera que se contemplen únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad” (artículo 3.b).

suministro efectivo del servicio público.

Para el caso de la generación proveniente de centrales termoeléctricas, las tarifas incluyen el Costo Variable de los Combustibles (CVC). El CVC es una metodología aprobada por la ARESEP desde julio de 2014, que tiene como objetivo compensar los costos de la generación térmica por el uso de combustibles derivados del petróleo por parte del ICE. Con esta metodología se prevén incrementos en las tarifas de generación y distribución de electricidad, y al mismo tiempo se permiten ajustes a las tarifas de forma automática.

Para la generación en base a plantas hidroeléctricas, la “Metodología tarifaria de referencia para plantas de generación privadas hidroeléctricas nuevas” establece una banda tarifaria que permite al ICE ofrecer a las empresas privadas precios de compra de electricidad suficientes como para cubrir sus costos de operación, inversión y rentabilidad. Para la energía eólica se elaboró una metodología similar.

Por último, todas las facturas de electricidad son afectas al Impuesto de Ventas (IV), recaudado y transferido al Ministerio de Hacienda y un impuesto adicional dirigido al Benemérito Cuerpo de Bomberos.

Subsidio

Costa Rica no cuenta con subsidios en el sector eléctrico (OLADE, 2013).

Normativa específica para las energías renovables y eficiencia energética

Las leyes relacionadas con los recursos renovables son:

- Ley 7200, de 1990. Autoriza la generación

privada a través de fuentes renovables en Costa Rica, pero la limita a 20 MW de capacidad instalada máxima por cada empresa. Además, el conjunto de proyectos no debe exceder el 15% de la potencia total de las centrales eléctricas que integran el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

- Ley 7447, Ley Reguladora del Uso Racional de la Energía, de 13 de noviembre de 1994. En ella se establecen los mecanismos para el uso eficiente de la energía, así como para sustituirlos cuando sea conveniente para el país, considerando la protección ambiental.
- Ley 7508. Modifica la ley 7200 incorporando un 15% extra al régimen de participación privada en la generación energética, siempre y cuando se haga por medio de fuentes renovables.
- Ley 7554, Ley Orgánica del Ambiente, de 4 de octubre de 1995. Procura dotar a la población costarricense y al Estado de los instrumentos necesarios para la preservación y uso de los recursos medioambientales.
- Ley 8723 de 2009. Establece el marco regulatorio para otorgar concesiones para el aprovechamiento de los recursos hídricos que puedan obtenerse en el dominio del territorio nacional.

Incentivos a las energías renovables y eficiencia energética

La Ley 7447 de 1994 busca promover el uso de energías renovables mediante la exención de impuestos y beneficios fiscales de importación y exportación. Dicha ley eliminó el 13% de la tasa previamente impuesta sobre paneles solares y cocinas, refrigeradores y calentadores solares, así

como sobre dispositivos que operen con viento o energía hidroeléctrica.

Para el financiamiento de proyectos, existen instituciones de desarrollo que cuentan con mecanismos financieros como préstamos, donaciones o garantías dirigidos a proyectos de generación en base a fuentes renovables. Algunas instituciones nacionales que apoyan el desarrollo de las renovables incluyen el Banco Nacional de Costa Rica (BNCR), el Banco Popular y de Desarrollo Comunal (BPDC), el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE), la Corporación Interamericana de Inversiones (CII), E+Co Capital y Funde-cooperación, entre otros. En el ámbito regional centroamericano se disponen de recursos de GREENPYME; Grupo Banco Mundial, el Banco KfW de Alemania, la Corporación Internacional Financiera (IFC) y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID).

Barreras a la expansión de las energías renovables

Las barreras para la implementación de medidas relativas al uso eficiente de energía y a las fuentes renovables son técnicas, regulatorias, económicas e institucionales.

- Barreras de información. El sector carece de estudios detallados del potencial disponible de recursos renovables para cada una de las zonas que acumulan el mayor potencial identificado en el país.
- Barreras regulatorias. Existen límites a la capacidad instalada de los sistemas de generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovables. La contratación directa se permite para proyectos con una capacidad menor a 20 MW.

- Barreras económicas. Los nuevos proyectos enfrentan altos costos de inversión para dar cumplimiento a las exigencias ambientales y de desempeño. La experiencia internacional indica que la adopción temprana de energías renovables en nuevos mercados de países menos industrializados a menudo resulta en costos significativamente mayores del promedio global. Otra de las barreras económicas es la falta de financiamiento y la inexistencia de un organismo especializado en el área de eficiencia energética.





ARREGLOS INSTITUCIONALES

Separación de funciones

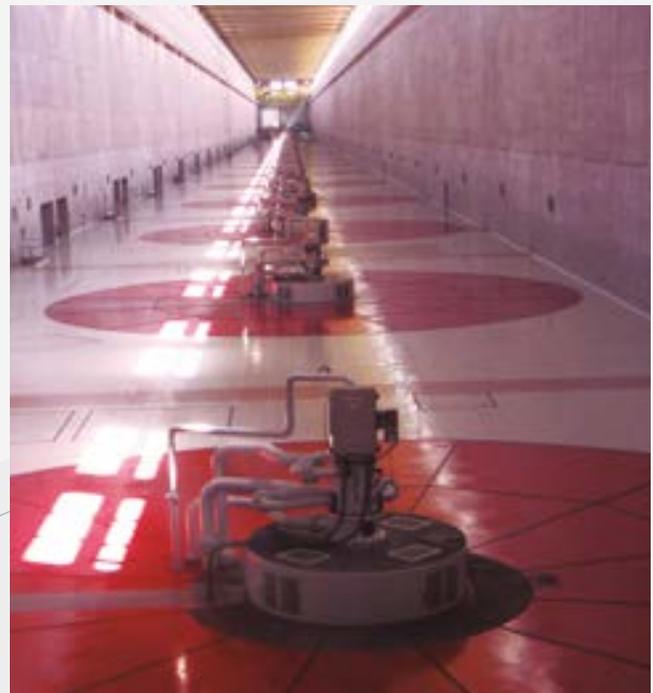
Las funciones del sector se separan en tres grupos principales: (i) elaboración de políticas y planificación, (ii) regulador y supervisor, y (iv) actividades del sector (generación, transmisión y distribución). El Ministerio de Ambiente, Energía y Mares, MINAE, se encarga de formular las políticas de sector eléctrico, mientras que la Dirección Sectorial de Energía (DSE) formula la planificación energética integral para asegurar el suministro. ARESEP por su parte regula y supervisa todas las actividades del sector energético. Por último, el INE establece los parámetros a seguir por las unidades generadoras conectadas al Sistema Eléctrico Nacional, participa en la generación de electricidad, maneja la red de transmisión y distribuye cerca del 40% de la electricidad del país.

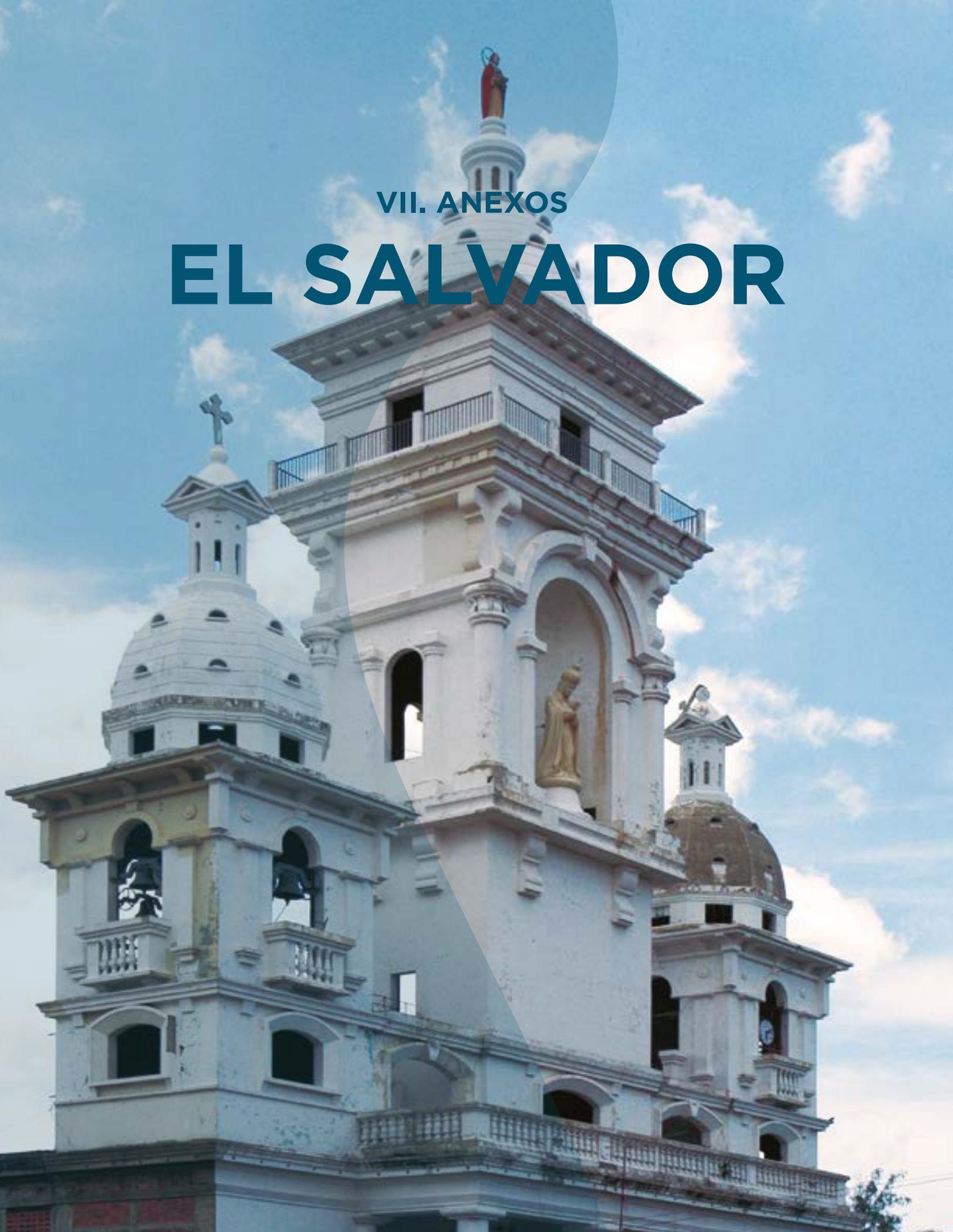
Formulación de políticas

El MINAE formula y coordina las políticas y programas relativos a los sectores eléctrico, ambiental, hídrico, de hidrocarburos y de minas. Dentro del MINAE, la DSE se encarga de proporcionar los lineamientos y metas para la generación, transmisión y distribución de la energía por medio de políticas y planes prospectivos de demanda energética. Esta Dirección apoya la elaboración del Plan Nacional de Energía (PNE) y el Plan de Desarrollo Eléctrico Nacional (PDEN). Este último busca orientar el desarrollo de la generación, transmisión y distribución eléctrica del ICE, e integra los proyectos de otras empresas que participan en el sector. Además, se encarga de aprobar los proyectos de nuevas plantas de generación.

Supervisión del sector

La ARESEP supervisa la calidad del sector eléctrico y determina las tarifas que el ICE y las compañías de distribución cobran a sus clientes. Por otro lado, la Unidad Estratégica de Negocios Centro Nacional de Control de Energía (UEN - CENCE), tiene la función de dirigir, administrar y supervisar la correcta operación del SEN. En particular, el UEN - CENCE vigila que la transmisión y generación de electricidad estén dentro de los parámetros de calidad y seguridad preestablecidos. Esta unidad también se encarga de la coordinación del transporte de electricidad a la región Central, dentro del MER.





VII. ANEXOS

EL SALVADOR



3. EL SALVADOR

El Salvador es el país con la menor extensión de Centroamérica, con una superficie de 21 mil kilómetros cuadrados. El año 2016, su PIB (nominal) alcanzó USD 27 millardos y su población 6,3 millones de habitantes, ubicando su producto interno per cápita en USD 4.300.

El sub-sector eléctrico de El Salvador contó para el año 2015 con una capacidad instalada de generación de 1.660 MW. Esta infraestructura se compuso por centrales de generación térmica y plantas hidroeléctricas, que representan el 46% y 28%, respectivamente. El restante 26% provino de generadores en base a energías renovables no convencionales como la biomasa y geotérmica.

Las reglas del mercado eléctrico nacional permiten la libre participación de empresas privadas y

públicas en las actividades de generación, transporte y distribución. El funcionamiento e interacción de los agentes del mercado se rige por el Reglamento de Operación Basado en Costos de Producción (ROBCP). La transmisión es un monopolio de titularidad público-privada, mientras que la distribución es controlada por empresas que participan de un mercado de libre competencia.

El Salvador cuenta con un potencial aprovechable de energías renovables que supera los 3.400 MW de capacidad. Sin embargo, se distinguen barreras en los procedimientos para la obtención de permisos y licencias, falta de información de calidad sobre el potencial de aprovechamiento disponible e interconexiones y costos de cumplimiento de las normativas para nuevos proyectos.





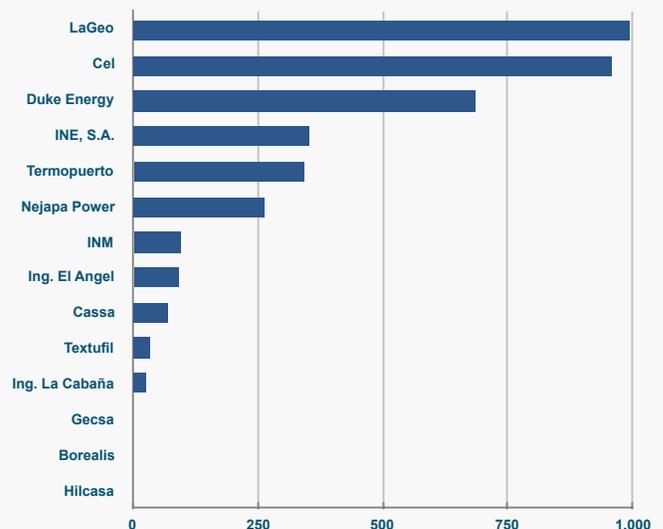
EL SALVADOR

El Salvador tiene la mayor producción de energía geotérmica de América Central. La mayor parte de la oferta de energía eléctrica del país la controlan empresas pertenecientes al sector privado. Por otra parte, cerca de la mitad de su generación procede de energías renovables, con las plantas hidroeléctricas ocupando el segundo lugar en términos de capacidad instalada, mientras que las geotérmicas lo hacen en cuanto a cantidad de electricidad despachada.

Número de actores, porcentaje de privado (capacidad/energía)

En 2016 un total de 112 unidades generadoras participaron en la oferta de El Salvador. De ellas, 101 correspondían a empresas privadas (entre ellas, LaGeo, CASSA, Borealis, Duke Energy, GECSA, Inm, INE, Nejapa Power, Ing. La Cabaña, Ing. El Ángel, Hilcasa Energy, Termopuerto y Textufile) y 11 a la empresa pública (CEL). En ese año de referencia, la producción total alcanzó 3916,8 GWh (CNE, 2016), de los que 2957,9 correspondían a la producción de empresas privadas y 958,9 a las públicas. Como resultado, el 75,5% de la producción eléctrica estaba controlado, en fecha de agosto de 2016, por empresas privadas, y el 24,5% por empresas públicas.

Gráfico 1. Generación de electricidad por central (GWh).



Fuente: Elaboración propia sobre la base de la información de INE, 2015.

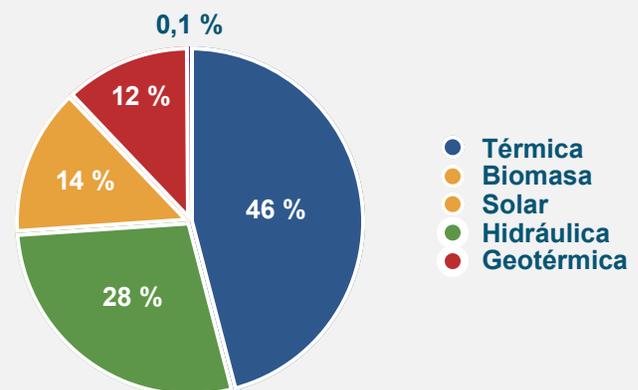


Composición

La capacidad instalada de El Salvador en el año 2015 alcanzó los 1659,6 MW y su compuso en 54% por tecnologías basadas en fuentes renovables. De estas, el mayor aporte provino principalmente de plantas de energía hidráulica, y centrales geotérmicas y de biomasa. El restante 46% del total procedió de centrales termoeléctricas, en su mayoría de generadores diésel. El gráfico siguiente muestra la capacidad instalada por tecnología.

La participación predominante de generación de electricidad en base centrales termoeléctricas mantiene su participación relativa cercana al 45% en los últimos cinco años.

Gráfico 2. Composición de la capacidad instalada de generación, 2015.



Fuente: Elaboración propia sobre la base de la información de la CNE, 2015.

Intercambios regionales

Entre los años 2012 y 2016 se verifica una mayor tendencia a la importación de energía de países como Costa Rica y Guatemala. A partir de 2013 el porcentaje de energía importada crece del 57% al 64% anual, hasta el año 2015, cuando alcanza su máximo valor, para posteriormente experimentar un leve descenso. Este aumento progresivo en las importaciones se debe al incremento del consumo nacional, unido a la disminución de la producción de electricidad nacional. En la tabla siguiente se muestra el balance entre la producción nacional, su consumo y los intercambios con otros países de la región.

i **Tabla 1.** Intercambios de electricidad (GWh).

	Producción nacional	Importación	Exportación	Diferencia	Consumo nacional
2012	5.987,4	163,4	78,0	85,4	6.072,8
2013	5.967,7	373,8	90,8	283	6.250,7
2014	5.876,7	588,5	207,8	380,7	6.257,4
2015	5.812	963,4	64,1	899,3	6.311
2016*	3.916,8	147	19	128	4.044,8

*Datos obtenidos hasta el mes de agosto de 2016.

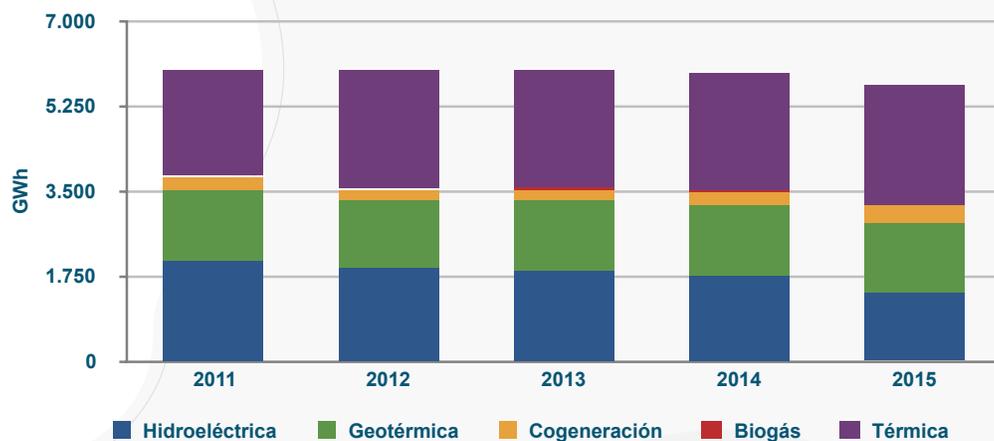
Fuente: Cálculos propios a partir de los balances de CNE, 2016.

Evolución de las energías renovables

En el periodo entre 2011 y 2015 la biomasa destaca su mayor crecimiento en la participación relativa de la capacidad instalada. Dentro de la biomasa se encuentra la cogeneración que aumentó su participación de 7,6% (año 2011) a 11,7% (año 2015), seguida por el biogás que entró en operación el año 2015 con una participación de 0,4% sobre el total. Este mismo año, la energía solar aportó 0,6% de la capacidad total instalada del país (CEPAL, 2016).

En términos de electricidad despachada, las renovables redujeron un 32% su aporte a la generación. Esta reducción provino principalmente de una menor producción de las plantas hidroeléctricas que pasaron de aportar 34,7% en 2011 al 24,7% en 2015. No obstante, las plantas de cogeneración y biogás muestran un importante crecimiento en su producción entre estos años, aumentando 21,7% y 114%, respectivamente. El gráfico siguiente muestra la evolución de la generación de electricidad por fuente.

i Gráfico 3. Evolución de la generación de electricidad por fuente, 2011 - 2015.



Fuente: Elaboración propia sobre la base de la información de la de la CEPAL, 2015.

Potencial de energías renovables por fuente

El Salvador cuenta con un potencial que supera los 3.400 MW de capacidad en base a energías renovables. De este total, cerca de 2.260 MW corresponden a energía hidroeléctrica, 790 MW geotérmica, 187 MW biomasa, 102 MW solar y 72 MW eólica.

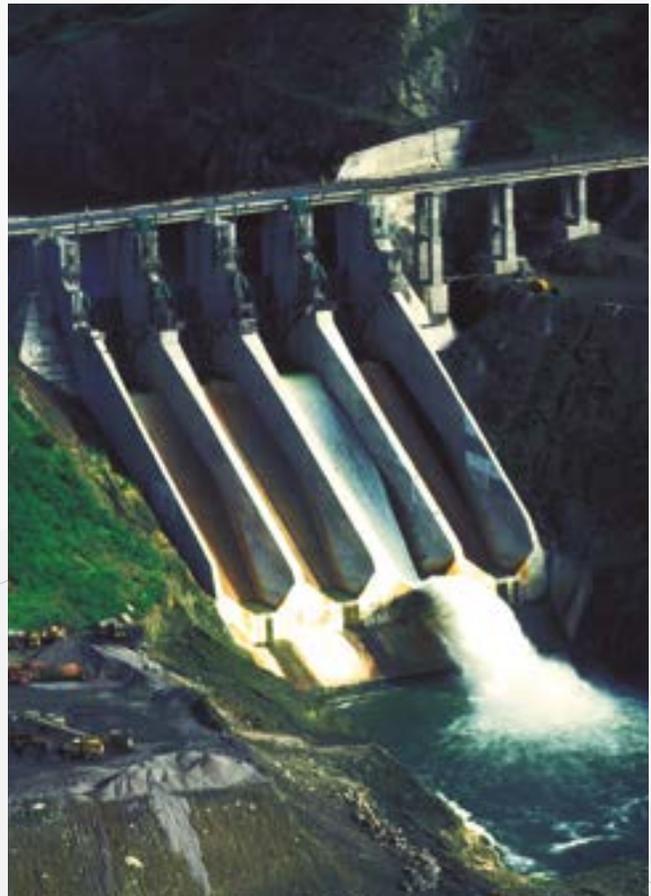
El potencial hidroeléctrico se ubica en 18 puntos del país aptos para desarrollar proyectos con una capacidad superior a 20 MW, y otros 209 puntos para capacidades menores de 20 MW.

Por su parte, el potencial geotérmico se distribuye de la siguiente forma: por un lado, 644 MW en 12 áreas geotérmicas con temperaturas subterráneas superiores a 150 °C (alta entalpía) y, por otro, 147 MW en 12 áreas geotérmicas con temperaturas subterráneas entre 90 y 150 °C (baja entalpía). De todo este potencial, solo el 25,8% se está aprovechando actualmente para la producción, por lo que sigue quedando un 74,2% de potencial aprovechable.

Por otra parte, el potencial de la biomasa proviene principalmente de la caña de azúcar, el biogás de rellenos sanitarios y la biodigestión anaeróbica (CNE). Estimaciones indican que la caña de azúcar presenta el mayor potencial y mayor capacidad para generar energía eléctrica a partir del bagazo. Por su parte, la obtención del biogás puede provenir de los rellenos sanitarios donde son depositados los residuos sólidos municipales y por medio de la biodigestión anaeróbica del estiércol, residuos de plantas depuradoras, desechos orgánicos de viviendas y desechos industriales.

En lo que respecta al potencial solar, el territorio nacional cuenta con una radiación de 4 kWh/m² al día; valor mínimo recomendado para amortizar la inversión inicial en instalaciones de paneles solares.

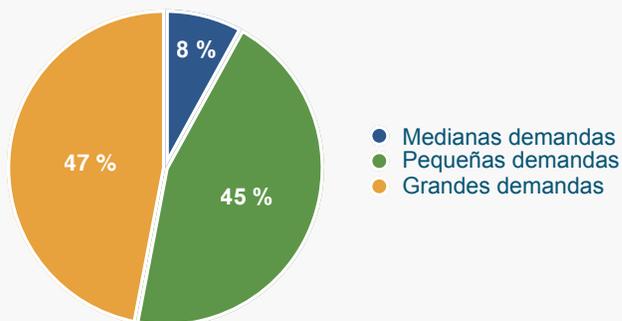
Por último, el potencial eólico se encuentra en 12 áreas en las que el viento alcanza 4 m/s de media anual a 50 metros sobre el nivel del mar. Actualmente la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL) lidera el desarrollo de proyectos eólicos en El Salvador, y tiene planteada la construcción de un parque eólico en Metapán y otro en San Julián.



Clases de cliente

Los clientes finales se clasifican Pequeñas demandas ($0 < kW < 10$), Medianas demandas ($10 < kW < 50$) y Grandes demandas (> 50 kW). El cliente de “Pequeñas demandas” se compone por usuarios residenciales, alumbrado público y usos generales. Dentro de esta clasificación existen tres bloques de consumo mensual: (i) para los primeros 99 kWh, (ii) para consumos entre 100 y 199 kWh y (iii) para consumo superior a 200 kWh. Los clientes de “Medianas demandas” corresponden a establecimientos comerciales con requerimientos adicionales de potencia instalada, entre los que se encuentran centros de salud, industria de alimentos y centros de recreación, entre otros. Por último, el cliente de “Grandes demandas” se compone por fábricas y empresas de sistemas de bombeo, entre otros. Actualmente se registran cinco clientes de Grandes demandas: AMERICAN PARK, Administración Nacional de Acueductos y Alcantarillados, Inversiones Intercontinentales, Consorcio Internacional y HANESBRANDS (SITGE, 2015).

Gráfico 4. Distribución total de clientes.



Fuente: Elaboración propia sobre la base de la información de la SIGET, 2015.



Consumo

Para el 2015 el consumo de electricidad en El Salvador alcanzó 6311 GWh, lo que representa un crecimiento menor a 1% respecto al año anterior. En promedio, el consumo de electricidad creció a razón del 1,3% anual entre el año 2011 y 2015.

Las instalaciones de distribución en baja tensión son manejadas por empresas de capital privado que participan en un mercado de libre competencia, aunque con tarifas reguladas (CNE, 2015). Cada empresa opera en un marco geográfico

no concesionado delimitado por zonas. La mayor concentración de la demanda se produce en los municipios de San Salvador y Soyapango (CAESS), Antiguo Cuscatlán y Santa Tecla (DEL SUR), Santa Ana y Ciudad Arce (AES CLESA), San Miguel y La Unión (EEO), Usulután y Jiquilisco (DEUSEM), San Juan Opico y Nejapaen (EDESAL), Ilpango (B&D), Santa Tecla y Zaragoza (ABRUZZO). Por otra parte, los mayores consumos del país se encuentran en los municipios de San Salvador, Soyapango, San Miguel y Santa Ana. En la tabla siguiente se muestra la evolución del consumo en los años 2011-2015.

i **Tabla 2.** Participación de distribuidoras en el mercado mayorista (GWh).

Distribuidora	2011	2012	2013	2014	2015
Total	5705,8	5874,6	6042,8	6050,1	6251,1
Distribuidoras	5109,7	5306,2	5413,3	5462,1	5836,4
Comercializadoras	169,6	196,7	264,5	221,4	43,2
Usuarios finales	426,5	371,6	365	366,6	371,5
Total contratos	2742,6	4334,0	4668,9	4925,5	4742,7
Distribuidoras	2199,8	3811,4	3998,9	4325,7	4336,3
Comercializadoras	148,1	190,9	264,5	216,4	5,0
Usuarios finales	394,7	331,6	405,5	383,4	401,4
Total mercado de ocasión	2963,2	1540,6	1373,8	1124,3	1508,6
Distribuidoras	2909,9	1494,8	1414,3	1136,2	1500,2
Comercializadoras	21,4	5,8	-0,1	5,0	38,2
Usuarios finales	31,8	40,0	-40,4	-16,9	-29,8

Fuente: Cálculos propios a partir de los balances de CEPAL, 2015

De la misma tabla anterior se puede estimar el aumento entre el 2% y 3,35% anual de la participación de las distribuidoras y los grandes usuarios en el mercado mayorista.

Tipos de transacciones

Las transacciones pueden consistir en licitaciones de contratos de corto, mediano y largo plazo (mercado de contratos) y contratos en el mercado ocasional. El mercado de contratos concentra más del 70% de la energía, y la energía se contrata por medio de licitaciones de libre competencia. En 2014, el 80% de las distribuidoras adquirieron su energía en este mercado. Por otra parte, en el mercado ocasional se transan contratos de corto plazo para comprar los déficits de energía o vender excedentes al precio resultante de la tasación, fijado por la última unidad despachada. Además, se transan contratos bilaterales con clientes de Grandes demandas, exportaciones e importaciones.

El Mercado de Energía Regional funciona como un mercado superpuesto con regulación regional, y junto con los agentes habilitados por el Ente Operador Regional (EOR) lleva a cabo transacciones internacionales de energía eléctrica en Centroamérica, para la importación y exportación de energía por medio de mercados de contratos (contratos firmes y no firmes) y mercados de oportunidad (transacciones de oportunidad programadas y transacciones por desvíos en tiempo real).

De acuerdo con las reformas del Decreto Ejecutivo nº80 de 2012 y Decreto Ejecutivo Nº 15 de 2013 y las modificaciones a las “Normas sobre Contratos de Largo Plazo mediante Procesos de Libre Competencia” se permite suscribir contratos de suministro no estandarizados, sin compromiso de capacidad firme, para las licitaciones destinadas

a energías renovables no convencionales. El suministro contratado por el distribuidor se basa en una potencia comprometida a instalar o instalada y una energía ofertada anual por cada proyecto.

Tarifas y cuadros tarifarios

Las tarifas se encuentran clasificadas en Tarifa nº1, Tarifa nº2 y Tarifa nº3, dependiendo de la demanda máxima de potencia en cada caso (SIGET, 2015).

Los clientes con “Tarifa nº1” corresponden a “Pequeñas demandas” con una potencia instalada menor a 10 kW. Esta tarifa está compuesta a su vez por tres clasificaciones de tarifas: (i) la Tarifa Nº 1-R, que se divide en tres bloques de consumo: bloque 1 (para los primeros 99 kWh consumidos en el mes), bloque 2 (para los siguientes 100 kWh consumidos, hasta 199 kWh) y bloque 3 (para el consumo mensual restante por encima de 200 kWh); (ii) la Tarifa Nº 1-AP aplicada a pequeñas demandas de alumbrado público; y (iii) la Tarifa Nº 1-G, correspondiente a pequeñas demandas de uso general.

Los clientes con “Tarifa Nº 2” tienen una clasificación de “Mediana demanda” con una potencia instalada entre 10 y 50 kW. Esta tarifa es independiente del uso de la energía y se suministra en media tensión (entre 600 y 115.000 V) o baja tensión (BT, ≤ 600 V).

Por último, los clientes con “Tarifa Nº 3” corresponden con las “Grandes demandas” con una potencia instalada superior a 50 kW. Al igual que la Tarifa Nº 2, esta tarifa es independiente del uso final de la energía, y puede suministrarse en media o baja tensión.

A continuación, se muestran los cuadros tarifarios para cada clase de cliente.

i **Tabla 3.** Tarifas vigentes al 1 de octubre de 2016: Pequeñas Demandas (US\$/kWh).

	CAESS	DEL SUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO
Bloque 1. kWh/mes<99	0,149540	0,171866	0,183854	0,190222	0,199638	0,205482	0,148910	0,150638
Bloque 2. 100<kWh/ mes<199	0,152227	0,181399	0,149440	0,157638	0,159381	0,191762	0,144980	0,153793
Bloque 3. kWh/mes>200	0,160875	0,191583	0,199677	0,199799	0,200571	0,197612	0,146790	0,155297
Uso general	0,153026	0,163320	0,161188	0,181466	0,181796	0,182113	0,146846	0,146745
Alumbrado público	0,134296	0,148150	0,156200	0,167056	0,988240	0,178409	0,151502	0,143533

Fuente: Cálculos propios a partir de los balances de INE, 2016.

i **Tabla 4.** Tarifas vigentes al 1 de octubre de 2016: Medianas Demandas (US\$/kWh).

	CAESS	DEL SUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO
Baja tensión con medición de potencia US\$/kWh	0,119657	0,122212	0,122706	0,122723	0,123790	0,119430	0,112474	0,113736
Media tensión con medición de potencia US\$/kWh	0,110913	0,111869	0,111680	0,109353	0,109515	0,110796	0,106907	0,106296
Baja tensión con medidor horario (promedio) US\$/kWh	0,119192	0,121670	0,121326	0,122272	0,122789	0,119011	0,110890	0,106958
Media tensión con medidor horario (promedio) US\$/kWh	0,110420	0,111376	0,110650	0,109030	0,108828	0,110453	0,105401	0,094531

Fuente: Cálculos propios a partir de los balances de INE, 2016.

i Tabla 5. Tarifas vigentes al 1 de octubre de 2016: Grandes Demandas (US\$/kWh).

	CAESS	DEL SUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO
Baja tensión con medidor horario (promedio) US\$/kWh	0,119192	0,121670	0,121326	0,122272	0,122789	0,119011	0,110890	0,106957
Media tensión con medidor horario (promedio) US\$/kWh	0,110420	0,111376	0,110650	0,109030	0,108828	0,110453	0,105401	0,094531

Fuente: Cálculos propios a partir de los balances de INE, 2016.



ORGANIZACIÓN DEL MERCADO

El mercado se organiza bajo un marco normativo que permite a los participantes operar en un mercado de libre competencia en las actividades de generación, transmisión y distribución. Como se mencionó en “tipos de transacciones”, los agentes públicos y privados operan en el mercado de contratos y el mercado ocasional.

El “Reglamento de Operación Basado en Costos de Producción (ROBCP)” describe los lineamientos de funcionamiento del mercado, incluyendo las reglas para todos los participantes y la divulgación de información.

En el rubro de la generación, las empresas poseen las centrales de producción y comercializan su generación de forma total o parcial. La transmisión es un monopolio de titularidad público-privada. Este monopolio abarca todas las instalaciones destinadas al transporte de energía eléctrica en redes de alto voltaje. La distribución, por su parte, está bajo el control de empresas que participan de un mercado de libre competencia para clientes de Grandes demandas. Además, estos agentes pueden realizar transacciones de compra-venta de energía en el ámbito regional. Los comercializadores están sujetos al Reglamento del Mercado Regional de Electricidad de los países centroamericanos, así como a la normativa nacional.

Por último, el operador del mercado ejecuta y coordina los contratos que resultan de las transacciones entre los agentes del mercado. De forma complementaria al operador, el ente regulador fiscaliza el cumplimiento de normas y reglamentos del mercado, y elabora nuevas reglas para mejorar el funcionamiento del mercado.

Leyes, reglamentos y regulaciones principales

La primera ley sobre el sector eléctrico en El Sal-

vador se promulgó en 1936, y fue la Ley Básica de Servicios Eléctricos. Con el Decreto N° 177 del mismo año se creó la Comisión Nacional de Electricidad, y se le asignó la responsabilidad de regular la distribución de electricidad y el registro de las estadísticas de producción. Hasta mediados de los 90, el sector de la electricidad de El Salvador operaba por medio de la mencionada Comisión que integraba verticalmente al sector. A partir de entonces, la reestructuración del sector eléctrico se inició con la promulgación del Decreto Legislativo 843 de 1996, que contiene la Ley General de Electricidad (LGE), y con la posterior publicación de su reglamento en 1997. La LGE impulsó la desagregación de la generación, transmisión y distribución de electricidad, y estableció los procedimientos de obtención de concesiones para pequeños generadores eléctricos. Dentro de la LGE se contempló la creación de la SIGET como parte de la reforma, y se asignó a esta la responsabilidad de aplicar las leyes del sector y supervisar su cumplimiento. Poco después, en 1998, se creó el administrador del mercado mediante la Unidad de Transacciones (UT). Al año siguiente (1999) se aprobó el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista (ROSTM), y en el año 2000 el reglamento aplicable a las actividades de comercialización.

Entre 2003 y 2008 se aplicaron varias reformas a la LGE y su reglamento, y se establecieron los incentivos fiscales para las Energías Renovables No Convencionales (ERNOC). En 2007 se establecieron el Consejo Nacional de Energía (CNE) y su reglamento, con la función de dictar la política y la estrategia que promuevan el desarrollo eficiente del sector eléctrico. Poco después, en el año 2009, con el fin de regular la operación del sistema de transmisión y la administración de las transacciones del mercado mayorista de energía eléctrica y con el mercado eléctrico regional, se creó el Reglamento de Operación del Sistema de

Transmisión y del mercado mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP). Más recientemente, en 2013, se promulgó la Ley Reguladora para el Otorgamiento de Concesiones de Proyectos de Generación Eléctrica en Pequeña Escala, que tiene por objeto establecer un mecanismo para otorgar concesiones a personas naturales y jurídicas que operen plantas de generación a pequeña escala.

Formulación de tarifas

La formulación de tarifas se compone por los cargos de producción, comercialización, y distribución, con base en los datos del mercado regulador del sistema (MRS), proporcionados por la Unidad de Transacciones, así como en los precios del mercado de contratos de largo plazo trasladables a tarifas.

La SIGET publica los pliegos tarifarios actualizados cada tres meses, y emplea para su cálculo una metodología que incluye tres componentes. El primer componente constituye los costos variables de la generación (combustible, operación y mantenimiento) y comprende el precio de la energía vendida en el MRS y en el mercado de contratos, que es el 85% del Precio de la Energía trasladable a Tarifa (PET). El segundo componente es el pago por disponibilidad de potencia instalada, que se establece sobre la base de los costos de inversión y los fijos de operación y mantenimiento, y representa el 8% del PET. Por último, el tercer componente son los Cargos del Sistema (CSIS) y comprende el pago de los servicios necesarios para el transporte, la calidad, la seguridad y la eficiencia económica del suministro eléctrico (servicios auxiliares, pérdidas del sistema, etc.), así como por los servicios de tipo administrativo y operativo prestados por la UT y la SIGET, y representa el 7% del PET.

Subsidios

El Salvador dispone de tres tipos de subsidios: (i) residencial, que aplica a los usuarios de viviendas con un consumo mensual menor a 99 kWh, (ii) de sistemas de bombeo y re-bombeo de agua, financiado por el Fondo de Inversión Nacional en Electricidad y Telefonía (FINET) con objeto de facilitar el desarrollo de sistemas que tengan como fin el bombeo y re-bombeo de agua para las comunidades rurales y (iii) temporal, dirigido a los usuarios residenciales con un consumo mensual entre 100 a 200 kWh.

Normativa específica para las energías renovables y la eficiencia energética

En el año 2003, la SIGET estableció un procedimiento abreviado para el otorgamiento de concesiones de recursos geotérmicos e hidráulicos para los proyectos de capacidad nominal o igual a 5 MW. Este procedimiento se denominó Acuerdo SIGET N° 283-E-2003. En 2006 se amplió a proyectos con capacidad mayor de 5 MW, mediante el Acuerdo SIGET N° 257-E-2006. Posteriormente, en 2007, se estableció la Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de Electricidad (LIFERGE) y su reglamento; en ella quedan establecidos los incentivos susceptibles de ser otorgados a los generadores que aprovechen los recursos renovables (hidráulicos, geotérmicos, eólicos y solares). Más tarde el Ejecutivo Nacional, mediante Decreto Ejecutivo n°15, estableció que las licitaciones destinadas a generación de energía a partir de fuentes renovables no convencionales se podrían suscribir mediante contratos de suministro no estandarizados, sin compromiso de potencia firme. En 2012 el Decreto Ejecutivo n°80 estableció que las centrales de generación de energía procedente de fuentes renovables no convencionales tendrían prioridad de despacho (consideradas con un costo variable de operación igual a cero). Por

último, en 2014 la SIGET estableció las normas sobre contratos de largo plazo mediante procesos de libre competencia por medio del Acuerdo N° 132-E-2014.

Incentivos a las energías renovables (por fuente) y eficiencia energética

Los incentivos para fomentar la inversión en energías renovables se concentran en la LIFERGE, Ley Especial de Asocios Públicos - Privados y la Ley de Inversiones. A continuación, se resumen los elementos más relevantes de cada una.

- LIFERGE. Contempla la exención de derechos arancelarios a la importación durante los primeros 10 años, exención del impuesto sobre la renta por un período de 5 años para proyectos mayores de 10 MW y de 10 años para los menores de 10 MW y exención total del pago de impuestos sobre los ingresos provenientes de forma directa de la venta de las Reducciones Certificadas de Emisiones (CERs, en el marco del mecanismo para un desarrollo limpio), o mercados de carbono similares.
- Ley Especial de Asocios Públicos-Privados. Se enfoca en asociaciones público-privadas para el desarrollo de proyectos de infraestructura y servicios públicos de interés nacional.
- Ley de Inversiones. Implica un trato igualitario a inversionistas nacionales y extranjeros, la libre transferencia al exterior de utilidades y dividendos relacionados con la inversión, y el acceso a financiamientos locales.

Por último, existen instituciones nacionales e internacionales que ofrecen mecanismos financieros como préstamos, donaciones o garantías para el desarrollo de proyectos en base a energías renovables. Estos pueden ser empleados en

el desarrollo de proyectos por parte del Estado y sus organismos, así como por el sector privado o asociaciones público-privadas.

Barreras a la expansión de las energías renovables

En general, se distinguen al menos tres barreras para el desarrollo de proyectos en base a energías renovables en El Salvador. La primera dice relación con los complicados procedimientos para la obtención de permisos y licencias por parte de la SIGET y el MARN. Además, estos procedimientos requieren de largos períodos de tiempo para ser aprobados. La segunda barrera se identifica en la falta de información de calidad sobre el potencial de aprovechamiento disponible, interconexiones y procesos de aprobación de concesiones para la explotación de los recursos renovables. La tercera, se relaciona a la carga normativa del marco regulatorio que exige un alto costo de inversión inicial en los proyectos.

Además de estas barreras comunes, el aumento en la capacidad instalada de las plantas térmicas desde el año 1989, dificulta la rapidez de penetración de las fuentes renovables. En ese contexto, los desarrollos térmicos tuvieron una mayor inclusión en los planes de expansión de largo plazo, y, por ende, un rápido crecimiento por su menor costo de inversión y período de instalación inferior a los de proyectos basados en fuentes renovables.



ARREGLOS INSTITUCIONALES

Separación de funciones

La institucionalidad del sector eléctrico de El Salvador está conformada por las entidades que operan en los niveles normativo, regulador, de coordinación del mercado y empresarial. En primer lugar, el rol normativo lo ejerce el Consejo Nacional de Energía (CNE), que tiene la misión de elaborar, proponer, coordinar y ejecutar las políticas, programas, proyectos y acciones que tengan como fin un eficiente funcionamiento de las actividades de generación, transporte y distribución de la energía eléctrica, que redunde en beneficio de los consumidores y usuarios a través de un suministro de óptima calidad. Por otra parte, el ente regulador del mercado eléctrico y de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización radica en la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones, mejor conocida como SIGET. En cuanto a la coordinación de la operación del sistema eléctrico de transmisión y del mercado mayorista, esta es llevada a cabo por la Unidad de Transacciones (UT). Por último, en el ámbito empresarial se encuentran los generadores privados y estatales, ETE-SAL que opera el sistema.

Formulación de políticas

El CNE, que es la autoridad a cargo de la formulación de políticas en el sector energía. Entre otras funciones, el Consejo tiene como finalidad el establecimiento de la política y estrategia que promueva el desarrollo eficiente del sector energético. El CNE cuenta con el apoyo de la SIGET y la Comisión Reguladora de la Interconexión Eléctrica (CRIE) para la implementación de las políticas públicas del sector. La primera es una institución autónoma con competencias para la aplicación de leyes y reglamentos que rigen el sector eléctrico, y atribuciones para aplicar las normas contenidas en tratados internacionales sobre electri-

cidad y telecomunicaciones; mientras que la CRIE es el organismo regulador del MER encargado de aprobar y elaborar las normativas del mercado.

Supervisión del sector

La Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) cuenta con las atribuciones para aplicar las normas y leyes que rigen los sectores de Electricidad y de Telecomunicaciones, y sus reglamentos, así como aplicar de conformidad con lo establecido en la Ley General de Electricidad la protección de los derechos de los usuarios y de todas las entidades que desarrollan actividades en el sector. Además, la SIGET cuenta con el apoyo de la Unidad de Transacciones (UT) en la supervisión del mercado de electricidad. La UT es una sociedad anónima que, desde su creación por medio de la Ley General de Electricidad (LGE), realiza la operación del sistema de transmisión y del mercado mayorista. Para el caso del MER, el Ente Operador Regional (EOR) vela por el buen funcionamiento de la operación y el despacho regional de la energía, en cumplimiento de las normas tratados internacionales sobre seguridad, calidad y confianza del servicio.

A photograph of high-voltage power lines and towers silhouetted against a bright orange sunset sky. The sun is visible in the lower right, creating a strong glow. The power lines are complex, with multiple towers and insulators. A white curved line is overlaid on the image, starting from the top right and curving down towards the bottom left. The text is centered in the upper half of the image.

VII. ANEXOS

GUATEMALA



4. GUATEMALA

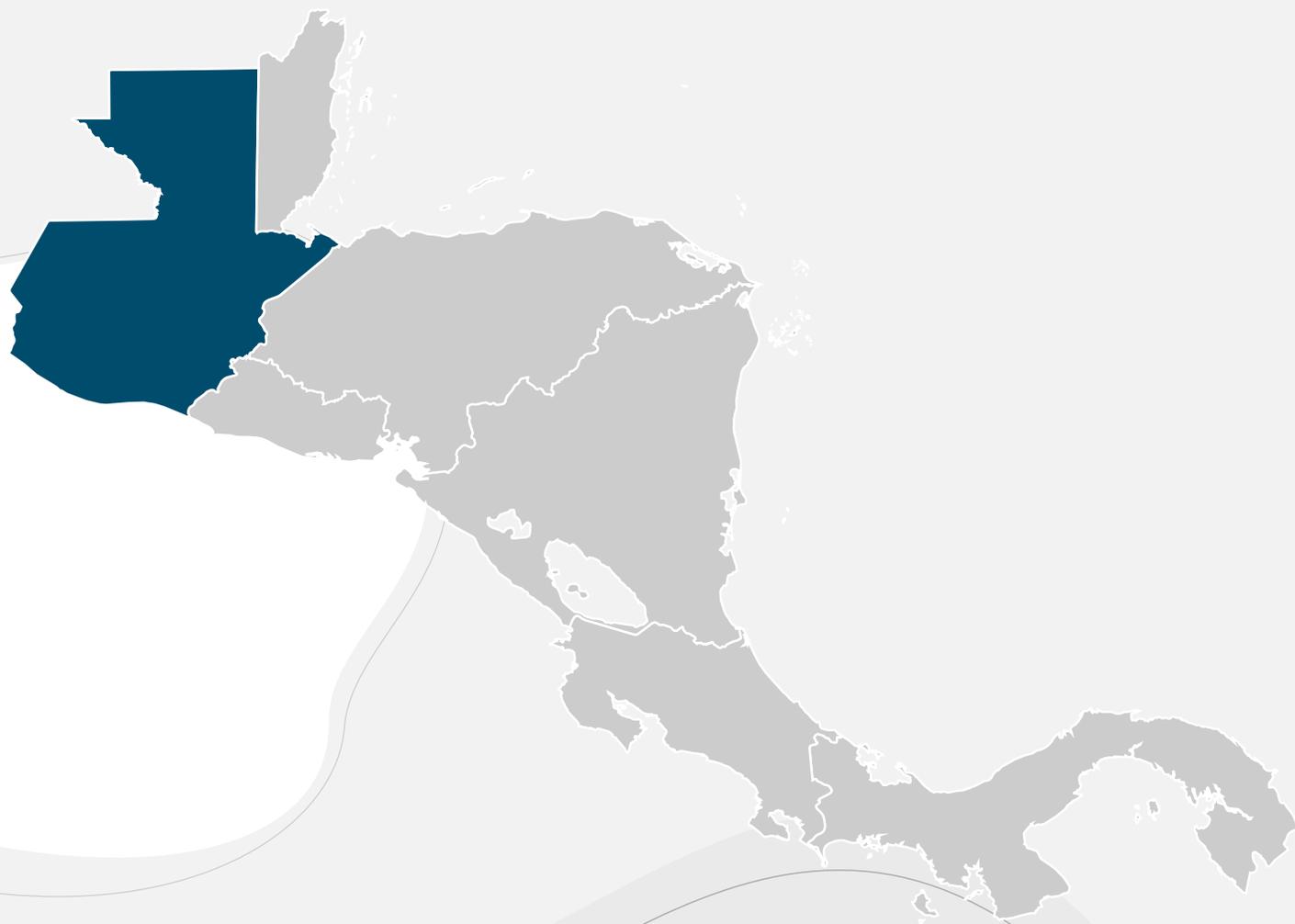
Guatemala tiene una de las economías de mayor tamaño de la región. Su PIB (nominal) para el 2016 alcanzó USD 68,8 millardos. La población para este mismo año alcanzó 16,6 millones de habitantes, ubicando su PIB per cápita en USD 4.100.

El sub-sector eléctrico de Guatemala contó el 2016 con una capacidad instalada de 3.725 MW. Esta capacidad se compuso en 58% por tecnologías en base a fuentes renovables; siendo la energía hidráulica la de mayor importancia, seguida por centrales térmicas en base a bagazo de caña. Guatemala exhibe un perfil de exportador de electricidad que data del 2013. Entre el 2013 y 2015 sus exportaciones de electricidad crecieron 56%.

El mercado de electricidad permite la libre participación de empresas privadas y públicas en las actividades de generación, transporte y distribución, y se rige por la Ley General de Electricidad. Esta ley establece los lineamientos para su funcionamiento y describe los requisitos para la instalación de centrales generadoras de capital público y privado, y la construcción de nuevas redes de transmisión y distribución.

Guatemala cuenta un potencial de capacidad en base a energías renovables superior a 13.500 MW; siendo las principales barreras para su desarrollo: la calidad y cantidad de información de las fuentes de energía, los vacíos regulatorios, la falta de capacidad institucional, la escasa infraestructura de interconexión con las zonas de alto potencial de energías renovables y el alto costo para lograr el cierre financiero de nuevos proyectos.





GUATEMALA

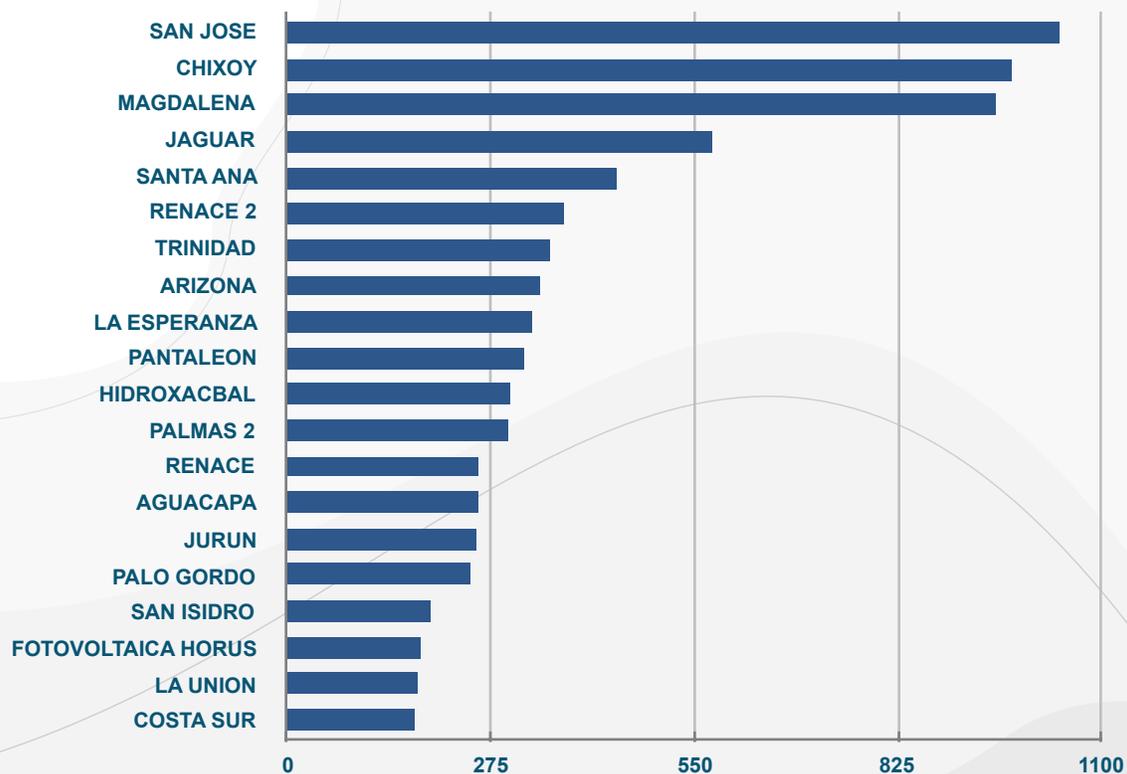
OFERTA

La oferta de electricidad en Guatemala tiene una alta participación de recursos renovables, siendo la energía hidráulica la que ocupa el primer lugar de producción entre las renovables, seguida por las centrales en base a bagazo de caña y energía geotérmica. La oferta de electricidad del país la controlan principalmente empresas del sector privado.

Número de actores, porcentaje de privado (capacidad/energía)

Entre los actores principales del sector eléctrico al año 2016 participaron más de 40 empresas generadoras, ocho empresas de transporte y tres empresas distribuidoras cuyas áreas de concesión corresponden a las regiones central (empresa EEGSA), occidental (empresa DEOCSA) y oriental-norte (DEORSA) y que ofrecen el servicio eléctrico al 92% de los usuarios. Además, a nivel municipal existen 17 empresas de distribución y comercialización. El gráfico siguiente muestra la participación de los principales agentes generadores para el año 2016.

i Gráfico 1. Generación de electricidad por central (GWh).

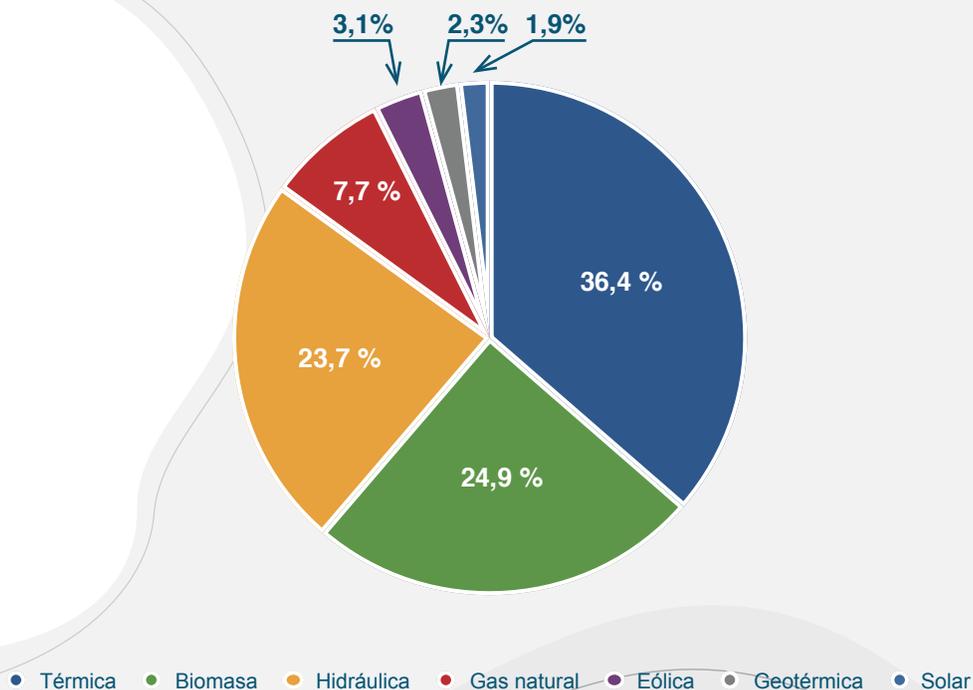


Fuente: Elaboración propia sobre la base de la información de AMM, 2016.

Composición

La capacidad instalada al año 2015 alcanzó 3.725,2 MW, y se compuso en 58% por tecnologías en base a fuentes renovables. Dentro de las renovables, la energía hidráulica representó 29% del total, seguida por la cogeneración en base a bagazo de caña y la energía eólica, con 23% y 2%, respectivamente. El gráfico siguiente muestra la composición de la matriz instalada de electricidad por tecnología.

i Gráfico 2. Composición de la capacidad instalada de generación, 2015.



Fuente: Elaboración propia sobre la base de la información de la CEPAL y CNEE, 2015.

Intercambios regionales

El balance de intercambios de electricidad muestra que en el año 2015 más del 6% de las ventas totales de electricidad fueron dirigidas al Mercado Eléctrico Regional. Desde el año 2013 el país exhibe un perfil de exportador de electricidad. Entre el 2013 y 2015 las exportaciones de electricidad crecieron 56%. La tabla siguiente muestra las importaciones y exportaciones de electricidad entre el año 2011 y 2015.

i **Tabla 1.** Intercambios de electricidad (GWh).

	Producción nacional	Importación	Exportación	Diferencia	Consumo nacional
2011	8.146,6	525,6	193,4	332,2	8.478,8
2012	8.703,6	225,8	195,6	30,2	8.733,8
2013	9.270,6	266,6	587,9	-321,3	8.949,3
2014	9.780,7	708,2	1.187	-478,8	9.301,9
2015	10.302	584,8	1.087,2	-502,4	9.799,5

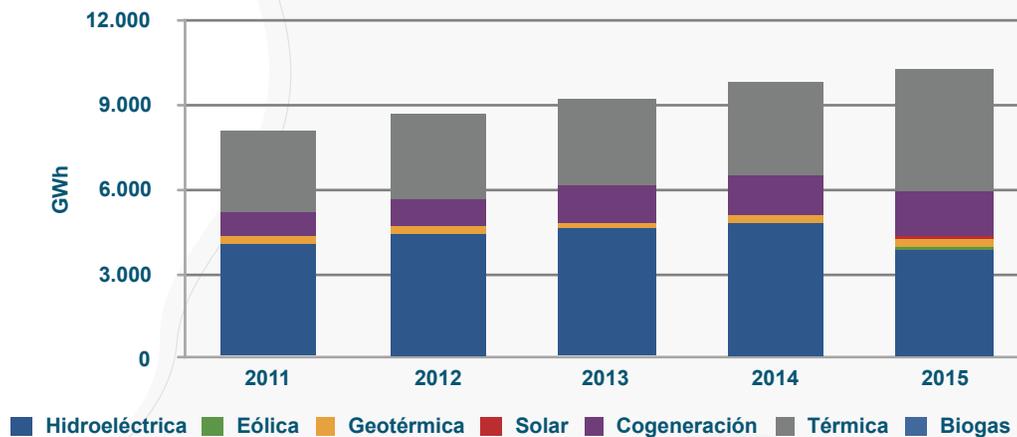
Fuente: Cálculos propios a partir de los balances de CEPAL, 2015.



Evolución de las energías renovables

Para el período entre el 2011 y 2015, la participación de las renovables en matriz energética de Guatemala creció aceleradamente en su capacidad instalada y cantidad de electricidad generada. En este período la capacidad de instalada se expandió 44% impulsada principalmente por la entrada de nueva capacidad de plantas hidroeléctricas y centrales de cogeneración, que experimentaron el mayor crecimiento en los últimos cinco años, con 20% y 127%, respectivamente. La electricidad generada, por su parte, creció 6% en promedio anual, destacándose la producción proveniente de la cogeneración con un crecimiento del 94%. Para este mismo periodo la electricidad proveniente de plantas geotérmicas creció 6%, y la energía solar inició su participación en la matriz el año 2014, aportando 7,1 GWh; seguida al año siguiente por la generación eólica que produjo 5,1 GWh. El gráfico siguiente muestra la evolución de la generación de electricidad por fuente.

i Gráfico 3. Evolución de la generación de electricidad por fuente, 2011 - 2015.



Fuente: Elaboración propia sobre la base de la información de la CEPAL, 2015.

Potencial de energías renovables por fuente

Guatemala cuenta un potencial de capacidad en renovables sin desarrollar superior 13.500 MW. De este total, cerca de 7.800 MW corresponden a energía eólica⁸, 4.750 MW a energía hidráulica y 950 MW a energía geotérmica⁹. No se cuenta con estimaciones oficiales del potencial de capacidad instalada adicional en base a solar y biomasa. A continuación, se describen los avances para explotar las áreas con potencial en renovables.

En referencia a la energía eólica, la Dirección General de Energía del MEM, gestiona la medición del recurso eólico para el desarrollo de proyectos de generación eléctrica y bombeo de agua, entre otros. Estas mediciones indican que el país recibe parte importante del recurso eólico clasificado como bueno a excelente de los vientos alisios provenientes del norte del país que se encañonan entre las Sierras del Merendón y Las Minas, acelerándose a velocidades más altas que en el oriente. Por otra parte, la zona sur del país recibe corrientes provenientes de sistemas de baja presión ubicados a lo largo del Océano Pacífico que rebasan los macizos montañosos del Pie de Monte y de la Sierra de los Cuchumatanes, llegando hasta los departamentos de Alta Verapaz, Huehuetenango y El Quiché. Actualmente existe el interés de empresas privadas por identificar el potencial eólico en Jutiapa (Comapa y El Progreso); Guatemala (Villa Canales y en Amatitlán); Escuintla (San Vicente Pacaya), y Sacatepéquez (Alotenango).

Por otra parte, el potencial hídrico del país proviene de los sistemas montañosos que determinan las dos regiones hidrográficas principales; la de los ríos que desembocan en el Océano Pacífico y los que lo hacen en el Atlántico. El año 2012 el PNUD estimó el potencial hidrográfico de los ríos Cuilco, Aldea, Tuicoche, Tacaná, y analizó

zonas con posible potencial como Covadonga, San Francisco Las Flores, Chivac, Mayaguá, entre otros.

A fin de impulsar el aprovechamiento del potencial de la energía geotérmica, el Ministerio de Energía y Minas publicó el año 2015 un catálogo de recursos geotérmicos en Guatemala en el que identifica el potencial en las zonas de San Marcos, Zunil, Atitlan, Palencia, Amatitlan, Tecuamburro, Motagua, Ayarza, Retana, Ixtepeque Ipala, Los Achiotos, Moyuta y Totonicapan. Este catálogo identifica los campos geotérmicos con estudios de prefactibilidad y factibilidad. Además, el catálogo indica los datos técnicos recabados en terreno para la estimación del potencial por geotérmico por zona. Para mejorar la calidad de la información y avanzar en la explotación del recurso empresas privadas como U.S. Geothermal Guatemala S.A y Goldcorp, entre otras, pidieron la autorización del MEM para realizar trabajos de exploración en diferentes áreas donde se presume existe alto potencial para desarrollar proyectos para la generación de energía eléctrica.

El potencial solar del país proviene de la radiación solar incidente que se estima alcanza un valor promedio de 5,3 kWh por m² al día. Esta radiación podría permitir la generación de 10.446¹⁰ GWh anuales. Las zonas con potencial solar identificado y desarrollado se encuentran en Estanzuela, Zacapa; y en el departamento de Santa Rosa.

Por último, el potencial de cogeneración, si bien no se encuentra contabilizado, se estima que la capacidad instalada adicional podría provenir de los ingenios azucareros, que producen calor para el proceso de producción de azúcar y energía eléctrica a partir del bagazo de caña.

⁸ Solar and Wind Energy Resource Assessment. ⁹ Empresa Nacional de Energía Eléctrica. ¹⁰CNEE, Foro Fundación Solar 25.4.2012.

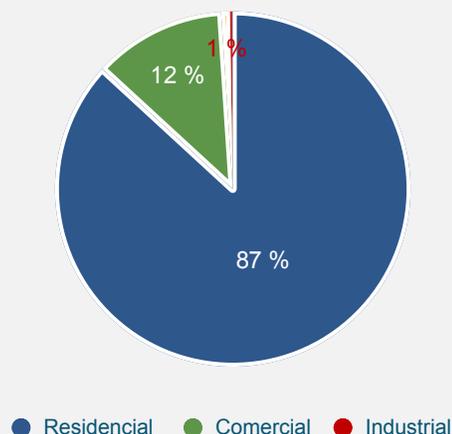
Clases de cliente

Los usuarios del sector eléctrico guatemalteco se clasifican en clientes regulados y no regulados. Los primeros se dividen en: clientes con acceso a tarifa social, clientes por tipo de tensión (baja, media, alta) y clientes de alumbrado público. La clasificación de la mayor parte de los consumidores depende del nivel de tensión (MT, BT), y si su consumo se efectúa en horario punta o fuera de punta. Las clases de clientes son las siguientes:

- Usuario Regulado, categoría A. Usuarios con servicio en BT, demanda de potencia <11kW.
- Usuario regulado, categoría B. Usuarios con servicio en BT o MT, demanda de potencia mayor que 11 kW y menor que 100 kW.
- Usuario No Regulado o Gran Usuario, categoría C. Usuarios con servicio en baja o media tensión cuya demanda de potencia excede 100 kilovatios (kW), y está registrado como tal en el Ministerio de Energía y Minas. En este caso las condiciones de suministro (potencia y energía) son pactadas con el distribuidor o cualquier otro suministrador (comercializador).

El gráfico siguiente muestra la distribución del total de clientes y su evolución entre el 2011 y 2015.

Gráfico 4. E Distribución total de clientes de EEGSA, 2015.



Fuente: EEGSA, 2015.

Consumo

Para el 2015 el consumo de electricidad en Guatemala alcanzó 8.185 GWh, lo que representa un crecimiento del 5.5% respecto al año anterior. En promedio, la venta de electricidad se distribuye entre 8,1 millones de clientes y creció a razón del 3,7% anual entre el año 2011 y 2015.

Las distribuidoras tienen el control del mayor número de clientes del mercado. En las áreas de concesión, las empresas EEGSA y DEOCSA agruparon más del 50% del total de clientes, con 3 y 1,3 millones respectivamente (CEPAL, 2015). Los clientes en baja tensión pertenecen en su mayoría al sector residencial y comercial, mientras que los grandes consumidores pertenecen al sector industrial. La tabla siguiente muestra la participación de los agentes distribuidores y grandes usuarios del país.

i **Tabla 2.** Participación en el mercado mayorista (GWh).

Total	2011	2012	2013	2014	2015
Distribuidoras	5662,0	5916,1	6234,5	6445,5	6600,8
EGGSA	2965,0	3047,2	3103,2	3186,3	3331,6
Deocsa	1296,7	1368,1	1439,4	1502,3	1584,6
EGEE INDE	421,4	479,9	611,1	628,6	483,9
Comercializadoras	2242,8	2275,9	2274,0	2396,9	2721,5
Grandes consumidores	206,4	169,5	82,1	72,8	75,8
Otros	243,1	243,5	631,8	1245,1	1488,5

Fuente: Elaboración propia a partir del balance de la CEPAL, 2015.

Tipos de transacciones

Las transacciones del mercado se efectúan en el mercado mayorista que se compone a su vez por el mercado a término y el mercado de oportunidad. En el mercado a término los participantes del mercado acuerdan libremente la suscripción de contratos de energía y/o potencia que a transar en el mediano y largo plazo. En el mercado de oportunidad de la energía se liquida la energía consumida que no resultó cubierta con contratos y la energía producida adicional a lo establecido en los contratos. Durante el 2014 más del 80% del total de las transacciones de energía se efectuaron en el mercado a término.

Los contratos de generación de largo plazo son del tipo BOO (por sus siglas en inglés Build - Own - Operate). Estos contratos tienen una duración promedio de 15 años y no establecen compromisos adicionales una vez vencido el plazo.

Tarifas y cuadros tarifarios

Las tarifas se clasifican por potencia demandada. Los clientes a los que se les aplica una tarifa en baja tensión se componen los de Categoría A y parte de los clientes de la Categoría B. Estas dos categorías, por lo general, corresponden a usuarios del sector residencial, comercial y alumbrado público. Por otro lado, los clientes con tarifas en media tensión corresponden a la Categoría B y parte de los clientes de la Categoría C. Los usuarios finales de este grupo corresponden a empresas de irrigación, bombeo e industria turística. A continuación, se detalla el cuadro tarifario para cada tipo de cliente.



ORGANIZACIÓN DEL MERCADO

La organización del mercado en Guatemala se basa en las disposiciones de la Ley General de Electricidad. Los principios generales de esta ley permiten la instalación de centrales generadoras de capital público y privado que cumplan con las disposiciones de la ley referidas a medio ambiente, protección a las personas, a sus derechos y sus bienes. De manera similar a la generación, se establece la apertura de las redes de transmisión, y distribución, así como la conformación del Mercado Mayorista para conciliar transacciones. Los sectores de transporte y distribución de electricidad están regulados y sujetos a la aprobación de permisos en caso de hacer uso de bienes públicos. Por el lado de la oferta la demanda la apertura del mercado está limitada a los grandes usuarios.

Leyes, reglamentos y normativas

El marco legal vigente se basa en la Ley General de Electricidad del año 1996 y su reglamento de 1997. Esta ley crea la CNEE y establece las normas jurídicas para facilitar la actuación de los diferentes actores del sector eléctrico. Además, permite la libre competencia el mercado de generación, distribución y comercialización, mientras que mantiene la transmisión bajo el dominio del sector público. El Reglamento de la Ley General de Electricidad, por su parte, desarrolla los preceptos de la Ley General de Electricidad con el objeto de normar el desarrollo de las actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad.

En 1996 se firma el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional (MER) de América Central. El tratado fue suscrito por los gobiernos de Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá, en el marco del Sistema de Integración Centroamericana (SICA), y tuvo como objeto crear y desarrollar, de forma gradual, un

mercado eléctrico regional.

El año 1998 se publica el reglamento del Administrador del Mercado Mayorista (AMM), que define los principios generales del mercado mayorista, así como la organización, funciones, obligaciones y mecanismos de financiamiento del AMM.



i **Tabla 3.** Tarifas vigentes a partir del 1 de febrero del 2017.

Tarifa	Cód.	Cargo	Valor por distribuidora		
			EEGSA	DEOCSA	DEORSA
Social	TS	Consumidor (Q/usuario-mes)	10,271161	16,240803	16,375272
		Cargo por Energía (Q/kWh)	1,139029	1,820063	1,770023
Baja Tensión Simple	BTS	Consumidor (Q/usuario-mes)	10,271161	16,240803	16,375272
		Energía (Q/kWh)	1,099677	1,697305	1,570318
Baja Tensión con demanda fuera de punta	BTDfp	Consumidor (Q/usuario-mes)	236,236709	730,756278	736,959631
		Unitario por Energía (Q/kWh)	0,703471	0,972605	0,899409
		Unitario por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	23,578522	32,159436	29,760008
		Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	29,163369	57,560444	63,446825
Baja Tensión con demanda en punta	BTDp	Consumidor (Q/usuario-mes)	236,236709	730,756278	736,959631
		Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	0,694979	0,974654	0,903514
		Unitario por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	51,538718	45,130984	43,646426
		Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	78,185846	69,820828	74,8563
Media Tensión con demanda fuera de punta	MTDfp	Consumidor (Q/usuario-mes)	821,692900	2.441,23359 6	2.319,94602 7
		Unitario por Energía (Q/kWh)	0,654378	0,858185	0,801519
		Unitario por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	27,202964	33,130052	40,178798
		Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	12,068620	41,948193	56,41916
Media Tensión con demanda en punta	MTDp	Consumidor (Q/usuario-mes)	821,692900	2.441,23359 6	2.319,94602 7
		Cargo Unitario por Energía (Q/kWh)	0,649186	0,857842	0,800031
		Unitario por Potencia Máxima (Q/kW-mes)	25,321178	36,504934	23,353443
		Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	12,368776	43,357298	59,167968

Baja Tensión Horaria	BTH	Consumidor (Q/usuario-mes)	236,236709	730,756278	736,959631
		Unitario por Energía en Punta (Q/kWh)	0,698675	0,973808	0,905343
		Unitario por Energía Intermedia (Q/kWh)	0,719558	0,952731	0,887725
		Unitario por Energía en Valle (Q/kWh)	0,640613	1,017131	0,932255
		Unitario por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	28,304800	32,934864	25,510462
		Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	42,007524	98,113667	80,314464
Media Tensión Horaria	MTH	Consumidor (Q/usuario-mes)	821,692900	2.441,233596	2.319,946027
		Unitario por Energía en Punta (Q/kWh)	0,652622	0,859002	0,805453
		Unitario por Energía Intermedia (Q/kWh)	0,672333	0,840191	0,789616
		Unitario por Energía en Valle (Q/kWh)	0,597819	0,897666	0,829645
		Unitario por Potencia de Punta (Q/kW-mes)	28,417932	33,144713	48,137632
		Unitario por Potencia Contratada (Q/kW-mes)	14,175399	41,966756	90,857715
Alumbrado público	AP	Unitario por Energía (Q/kWh)	1,174981	1,649617	1,622347
Peaje en función de transportista Baja Tensión	PBT	Unitario por Pérdidas de Energía en Punta (Q/kWh)	0,051277	0,136951	0,126627
		Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia (Q/kWh)	0,052831	0,133939	0,24125
		Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle (Q/kWh)	0,046955	0,143143	0,130449
		Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW)	79,640048	159,755928	148,230272
Peaje en función de transportista Media Tensión	PMT	Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Punta (Q/kWh)	0,012611	0,033908	0,036502
		Cargo Unitario por Pérdidas de Energía Intermedia (Q/kWh)	0,012993	0,033162	0,035781
		Cargo Unitario por Pérdidas de Energía en Valle (Q/kWh)	0,011548	0,0354407	0,037604
		Cargo Unitario por Potencia Máxima (Q/kW)	23,830793	54,013354	59,901545

Fuente: Elaboración propia a partir del balance del CNEE, 2017.

Terminando el año 2000 se promulga la Ley de Tarifa Social para el Suministro de Energía Eléctrica del 26 de diciembre de 2000. Esta ley tiene la finalidad de favorecer al usuario regulado del servicio de distribución final con consumos de hasta 300 kWh.

Formulación de tarifas

En cumplimiento con la ley la CNEE formula y calcula las tarifas de electricidad por un período de cinco años. Además, la Comisión realiza ajustes trimestrales comparando los ingresos reales de las distribuidoras con las tarifas estimadas, a fin de traspasar las diferencias a los usuarios finales. En general, en la tarifa se compone por lo siguiente:

- Costos de generación. Estimado de forma trimestral e involucra cálculos trimestrales para determinar el costo de generación por potencia y energía para los siguientes tres meses.
- Pérdidas. Corresponde a los costos promedio de pérdidas en la generación y transmisión.
- Precios de transmisión del sistema secundario. Relacionado al peaje aplicado a los generadores.
- Precios de transmisión del sistema primario. Resulta del cálculo unitario para los kWh requeridos en la semana de mayor demanda.
- Generación forzada de PPA (Power Purchase Agreement). Se incluye únicamente cuando existe una generación forzada.
- Valor agregado de distribución (VAD). Contempla los costos por el servicio de distribución de electricidad y se calcula cada 5 años.
- Impuesto municipal. Corresponde a la establecida para cubrir el costo de operación del alumbrado público, y es definido por cada municipio, por lo que existe una amplia variedad en el monto resultante.
- Impuesto de valor agregado. Impuesto obligatorio para todos los usuarios.

Subsidios

Con la publicación de la Ley de Tarifa Social, el Instituto Nacional de Electrificación (INDE) determinó la aplicación de un subsidio por nivel de consumo, que subvenciona a los usuarios cuyo consumo no supere los 300 kWh mensuales. La aplicación del subsidio se ha modificado según el detalle a continuación:

- Período 2000-2004. Se crea la Tarifa Social para usuarios con un consumo eléctrico de hasta 300 kWh/mes.
- Período 2004-2006. Se modifica la aplicación de la Tarifa Social, pasando a aplicarse únicamente a los primeros 100 kWh de consumo, con beneficio menor para usuarios con consumos mensuales entre 101 kWh y 300 kWh.
- Período 2006-2008. Se añade un subsidio directo para los usuarios con un consumo menor a 100 kWh.
- Período 2008-2011. Se mantiene la Tarifa Social y se crea la Tarifa Solidaria que desgrega el subsidio directo en tres rangos de consumo mensual (i) usuarios con consumo menor a 50 kWh, (ii) usuarios con consumo de 51 kWh a 100 kWh, y (iii) usuarios con consumo entre 101 kWh y 300 kWh.
- Período 2011-2016. Se modifica la Tarifa Social, aplicándola nuevamente para usuarios con un consumo mensual menor a 300 kWh y se mantiene la Tarifa Solidaria.

Actualmente se conserva esquema de subsidios de la Tarifa Social a consumos menores a 300 kWh/mes y un subsidio adicional de la Tarifa Solidaria por bloques de consumo¹¹.

¹¹CNEE, 2011

Normativa específica para las energías renovables y eficiencia energética

La regulación en materia de energías renovables se rige por la Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable del 2003 y su reglamento publicado dos años después. Esta ley tiene por objeto promover el desarrollo de proyectos de energía renovable por medio de incentivos fiscales, económicos y administrativos. Por otra parte, el reglamento que acompaña a esta ley desarrolla los preceptos normativos de la ley y asegura las condiciones adecuadas para la calificación y aplicación de los incentivos previstos en la Ley.

Otra norma que afecta al sector es la Norma Técnica de Generación Distribuida Renovable y Usuarios Autoprodutores con Excedentes de Energía. En ella se establecen los principios y procedimientos para permitir la conexión y uso de las instalaciones del sistema nacional de transmisión; así como los requisitos a cumplir y los lineamientos para la elaboración de los estudios técnicos obligatorios para obtener la aprobación de conexión y uso las instalaciones del sistema de transmisión.

Por último, el proyecto de Ley de Eficiencia Energética, impulsado por el MEM y la CNEE, contempla la creación del Consejo Nacional de Eficiencia Energética y del Fondo de Eficiencia Energética (FODEE), como mecanismo financiero para la implementación de programas y proyectos de eficiencia energética. Además, incluye la elaboración del Plan Integral de Eficiencia Energética y el desarrollo de normativas, certificaciones y etiquetado de artefactos.

Incentivos a las energías renovables (por fuente) y eficiencia energética

Los incentivos para el desarrollo de las energías renovables en Guatemala provienen principalmente de la Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable. Entre los incentivos que define esta ley se contempla la exención de derechos arancelarios para las importaciones, incluyendo el Impuesto al Valor Agregado (IVA) durante el período de pre-inversión y de construcción; y la exención del Impuesto Sobre la Renta (ISR), entre otros. En todos los casos el período máximo para aplicar la exoneración es de 10 años.

Por otro lado, existen diferentes mecanismos de financiamiento multilateral para las energías renovables en Guatemala. Actualmente el Ministerio de Energía y Minas desarrolla los siguientes proyectos:

- Promoción de Actividades Productivas con el uso de Energía Limpia en Aldeas del Norte en la República de Guatemala. Este programa es financiado por la Agencia Japonesa de Cooperación Internacional (JICA) y el monto de la donación asciende a 11 millones de US\$, mientras que Guatemala aporta un millón.
- Programa “EUROSOLAR”, apoyado por la Comunidad Europea con una contribución del 78%, mientras que Guatemala cubre el restante 22%.
- Programa de Apoyo a la Gestión Ambiental y Social para el Fomento a la Participación Privada en el Desarrollo de las Fuentes Renovables de Energía en Guatemala. Para este proyecto, el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) otorgó 500.000 dólares y Guatemala otros 130.000. Las componentes del programa incluyen la evaluación estratégica de los

aspectos ambientales y sociales de proyectos hidroeléctricos; apoyo a la formulación de políticas para el desarrollo de las renovables; apoyo al sistema de información geográfico; y difusión y comunicación estratégica.

Barreras a la entrada de energías renovables

Las barreras que se identifican para el desarrollo de las renovables en el país son de información, regulatorias, institucionales, de infraestructura, sociales y financieras. A continuación se describe cada barrera.

- Información. Se carece de un inventario confiable de disponibilidad y calidad de recursos. Para el caso de la energía geotérmica existe la discusión de a quién le corresponde la elaboración de los estudios de factibilidad de los pozos.
- Regulatorias. Debilidad del marco regulatorio orientado a las energías renovables.
- Institucionales. Altos gastos de transacción en la tramitación de permisos.
- Infraestructura. Reducida infraestructura de redes de transporte para trasladar la energía desde los lugares con potencial.
- Sociales. Oposición sistemática de las comunidades.
- Financieras. Elevados costos de inversión inicial para la generación en base a energía renovable. Por otra parte, el sector financiero desconoce los riesgos del sector por lo que asigna altos costos del capital asociado a cada proyecto.



ARREGLOS INSTITUCIONALES

Separación de funciones

En Guatemala, la Ley de Electricidad del año 1996 estableció la separación de las funciones normativas, regulatorias, administrativas y empresariales del sector eléctrico. La separación de funciones busca apoyar el funcionamiento de un modelo de mercado de libre competencia en la generación y de acceso abierto en la transmisión (controlada por el Estado).

Formulación de políticas

El Ministerio de Energía y Minas (MEM) es la institución a cargo de la elaboración de políticas en materia de energía eléctrica. El MEM formula las políticas del sector apoyándose en el estudio y fomento del uso de fuentes nuevas y renovables de energía para promover el desarrollo del sector energía en sus diferentes formas y procurando lograr la autosuficiencia energética del país. También, parte de las políticas que elabora el MEM se enfocan en cumplir y hacer cumplir la legislación relacionada con la operación y supervisión del sector eléctrico y normas ambientales.

Supervisión del sector

La CNEE es el ente que cuenta con las atribuciones para regular el sector eléctrico. La Comisión es un ente independiente que al mismo tiempo se encuentra adscrita legalmente al MEM. Algunas de las funciones de la CNEE involucran hacer cumplir la ley y sus reglamentos en las materias que sean de su competencia, e imponer las sanciones correspondientes en caso de infracción; velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios y prevenir conductas que atenten contra la libre competencia, dirimir las controversias que surjan entre los agentes del sector eléctrico, emitir normas técnicas y fiscalizar su cumplimiento.



The background of the page is a photograph of an electrical substation. The scene is dominated by the dark silhouettes of high-voltage power lines and metal towers against a vibrant sky. The sky transitions from a deep blue at the top to a bright orange and yellow near the horizon, suggesting a sunset or sunrise. The power lines crisscross the frame, creating a complex geometric pattern. The overall mood is industrial and dramatic.

VII. ANEXOS

HONDURAS



5. HONDURAS

Honduras es una de las economías de menor tamaño de Centroamérica. Para el 2016, su PIB (nominal) alcanzó USD 21,5 millardos y su población 9,1 millones de habitantes; ubicando el PIB per cápita en USD 2.360.

El sub-sector eléctrico del país cuenta con una alta participación de empresas privadas. Cerca de 80% de la electricidad consumida el 2016 provino de más de 30 empresas privadas. Este mismo año la capacidad instalada alcanzó 2.455 MW, y se compuso en 59% por tecnologías en base a fuentes renovables. Con la promulgación de la Ley para el Establecimiento de una Visión de País y la adopción del Plan de Nación, se incrementó la participación de las energías renovables en la matriz de generación, que para el 2010 aportó el 38% de la capacidad instalada del país.

El mercado eléctrico, por su parte, permite libre acceso a la participación de empresas públicas y privadas en las actividades de generación, transmisión y distribución. El marco legal del mercado se rige en primera instancia por la Ley General de la Industria Eléctrica, mientras que la coordinación de los agentes está a cargo del Operador del Sistema, quien a su vez le provee evaluaciones periódicas del sector al Comité de Agentes de Mercado.

Honduras cuenta con un potencial de 7.834 MW de capacidad en base a energías renovables. No obstante, se observan barreras relacionadas a: la cantidad y calidad de los datos de los recursos renovables disponibles, la limitada capacidad técnica para desarrollar proyectos, los altos costos de transacción de los estudios y los largos períodos de tiempo necesarios para la tramitación de permisos de construcción de proyectos.





HONDURAS

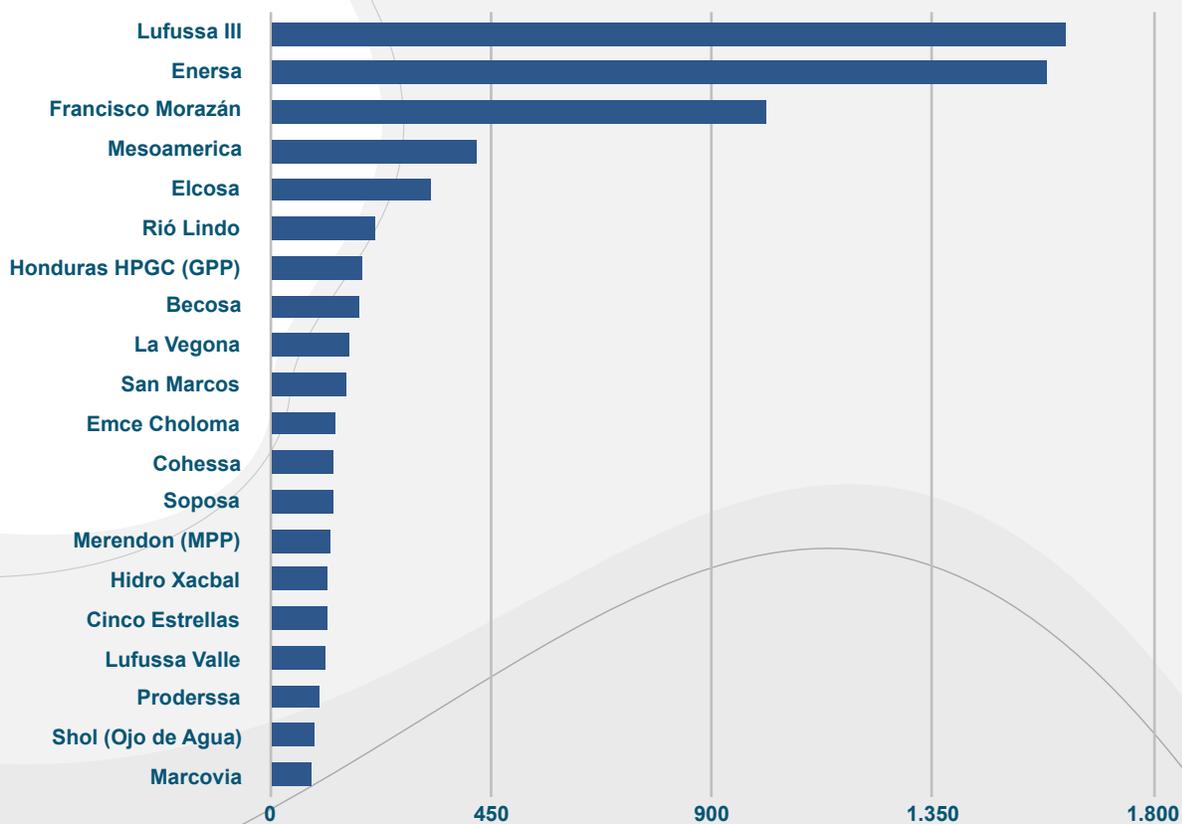
OFERTA

La oferta de electricidad del país la controlan principalmente empresas del sector privado. Cerca de la mitad de la generación de energía proviene de energías renovables, siendo la energía hidráulica la que ocupa el primer lugar de producción entre las renovables, seguida por la eólica y solar.

Número de actores, porcentaje de privado (capacidad/energía)

Durante el año 2016 la generación total provino de más de 30 empresas. Del total de electricidad despachada, 80% (6.790 GWh) correspondió a empresas privadas y el restante 20% (1.669 GWh) de empresas públicas. El gráfico siguiente muestra la participación de los principales agentes generadores del año 2016.

i Gráfico 1. Generación de electricidad por central (GWh).



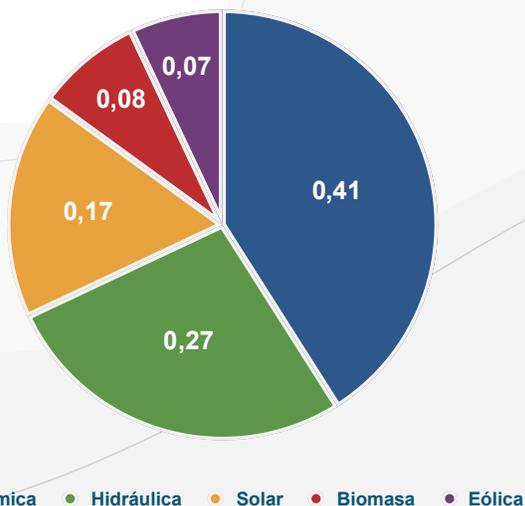
Fuente: Elaboración propia sobre la base de la información del ENEE- Boletín estadístico 2016.

Composición

La capacidad instalada al año 2016 alcanzó 2.455,3 MW, y se compuso en 59% por tecnologías en base a fuentes renovables. Dentro de las renovables, la energía hidráulica 27% del total, seguida por la energía solar y la cogeneración en base a bagazo de caña, con 17% y 9%, respectivamente. El gráfico siguiente muestra la composición de la matriz instalada de electricidad por tecnología.

La capacidad instalada en base centrales termoeléctricas se mantiene sin variaciones relevantes desde el año 2010. Esto implica un sostenido decrecimiento en su participación relativa en los últimos años, pasando del 61,6% en el año 2010 al 40,9% en el 2016 (ENEE, 2016). Parte de esta transformación en la matriz se explica por la implementación del “Plan de Nación y Visión de País del Gobierno Nacional”, que, entre otros, tuvo como objetivo disminuir la dependencia de los precios del petróleo y aumentar la generación de energía en base a fuentes renovables.

i Gráfico 2. Composición de la capacidad instalada de generación, 2016



Fuente: ENEE, 2017 - Boletín estadístico 2016.



Intercambios regionales

Honduras participa en el mercado de electricidad regional principalmente como importador de electricidad. El balance de intercambios de electricidad muestra que el 2016 cerca del 2,2% del total de la electricidad consumida en el país provino de importaciones de Panamá, Guatemala y

El Salvador. Desde el año 2012 las importaciones muestran un crecimiento sostenido pasando del 1% del consumo total al 2,2% en 2016. Dentro de este período, el porcentaje mayor de importaciones se presentó el año 2014, con 3,4% del total. Este aumento de las importaciones compensó la reducción de la generación proveniente de plantas hidroeléctricas y de cogeneración.

i **Tabla 1.** Intercambios de electricidad (GWh).

	Producción Nacional	Importación	Exportación	Diferencia	Consumo Nacional
2012	7502,5	75,8	1,1	74,7	7577,2
2013	7826,7	114,6	7,9	106,7	7933,4
2014	7813,6	278,5	4	274,5	8088,1
2015	8459,7	151,7	0	151,7	8611,4
2016	8782,5	195,2	0	195,2	8977,7

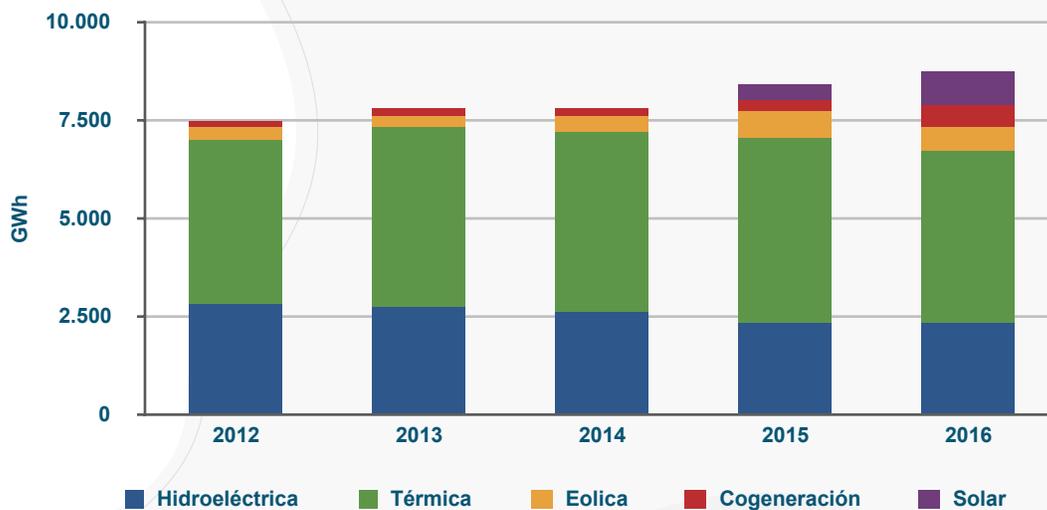
Fuente: Cálculos propios a partir de los balances de CEPAL, 2015 y ENEE, 2017.



Evolución de las energías renovables

Con la promulgación el 2009 de la Ley para el Establecimiento de una Visión de País y la adopción de un Plan de Nación para Honduras, se impulsó el crecimiento de la participación de las energías renovables en el país. Las energías renovables pasaron de representar 38% de la capacidad instalada en 2010 al 59% en el año 2016. En referencia a la electricidad generada, el crecimiento total entre 2012 y 2016 alcanzó 17%, destacándose el crecimiento del 216% de la electricidad proveniente de la cogeneración, seguida por la energía eólica, con un aumento del 70% en el mismo período. Por último, el año 2015, la energía solar inicia su participación en la matriz, aportando 417 GWh. El gráfico siguiente muestra la evolución de la generación de electricidad por fuente.

Gráfico 3. Evolución de la generación de electricidad por fuente, 2012 - 2016.



Fuente: Elaboración propia a partir de los balances de CEPAL, 2015 y ENEE, 2017.

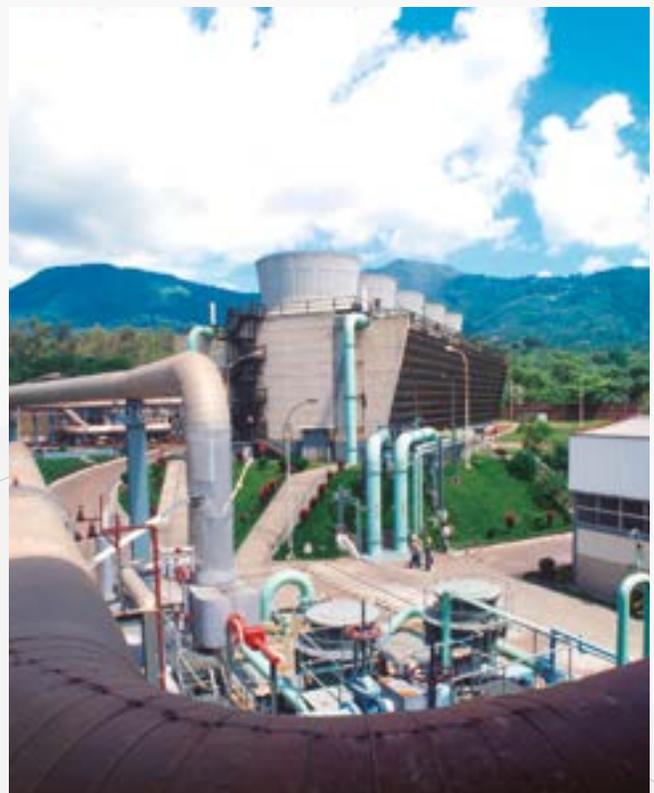
Potencial de energías renovables por fuente Honduras cuenta con un potencial de 7.834 MW de capacidad en base a energías renovables. De este total, cerca de 5.000 MW corresponden a energía hidroeléctrica, 1.200 MW eólica, 1.149 MW solar, 360 MW a biomasa y 125 MW geotérmica.

A continuación, describen la ubicación y las acciones en las que se avanza para aprovechar el potencial de energías renovables desglosadas por fuente:

- Hidroeléctrica. El potencial hidroeléctrico del país proviene de sus vertientes ubicadas al norte y sur del país. Algunos de los ríos que concentran parte importante del potencial del país son el Río Jicatuyo, Río Ulua, Río Chamelecon y el Río Pachuca. Actualmente se desarrolla el Proyecto Patuca III, que se prevé entre en operación a mediados del año 2018, con una potencia instalada de 104 MW.
- Biomasa. El país cuenta con una disponibilidad inmediata de desechos de madera de la industria, bagazo de los ingenios azucareros y biogás proveniente de los residuos del aceite de palma. En base a la producción total de aceite de palma, el potencial de aprovechamiento de gas metano alcanza 360 millones de metros cúbicos normales por año, equivalentes a 140 MW. Los sectores con mayor potencial de producción de biogás son las granjas avícolas, con 35% del total; seguidas por las salas de ordeño y la industria del café, con 23% y 12%, respectivamente (Hernández, 2012).
- Eólica. Parte importante del recurso identificado como de alta calidad se encuentra en las zonas del Cerro de Hula, San Marcos de Colón, Intibucá, Choluteca y Yamaranguila. Estas zonas tienen vientos clasificados como Clase 4 y 5 (Bueno y excelente). La ca-

pacidad instalada actual indica que se está aprovechando menos del 15% de potencial.

- Geotérmica. El desarrollo de esta fuente se evalúa con seis proyectos que se encuentran en distintas fases de estudio o desarrollo, para la instalación de 120 MW de capacidad.
- Solar. El potencial del recurso solar promedio calculado por SWERA alcanza 5,2 kWh/m² por día. El recurso solar de mejor calidad se encuentra en la zona sur del país, extendiéndose hacia la zona noroeste. El potencial de capacidad adicional se basa en más de 50 proyectos que se encuentran en distintas fases de estudio o desarrollo.



DEMANDA

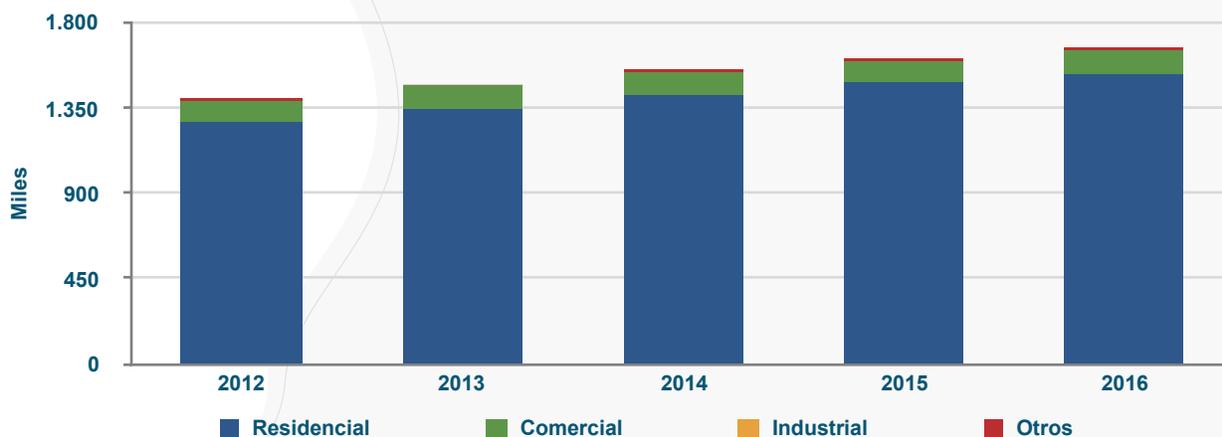
Clases de cliente

Los clientes del servicio eléctrico en Honduras se clasifican en Residencial, General en baja y media tensión, Público, Industrial en media y baja tensión e Industrial en alta tensión. El cliente Residencial se compone por usuarios de viviendas de zonas urbanas y rurales, mientras que el cliente General, abarca los establecimientos comerciales, centros de salud y centros de recreación, entre otros. El cliente público abarca alumbrado públi-

co, Gobierno y entes autónomos y municipales. Por último, el cliente Industrial está dirigido a talleres, fábricas, empresas de sistemas de irrigación y bombeo, entre otros.

El número de clientes en Honduras supera los 1,6 millones, de los que el 91% se encuentran en el sector residencial y el 9% restante corresponden al resto de las clasificaciones. El gráfico siguiente muestra la distribución del total de clientes y su evolución entre 2012 y 2016.

i Gráfico 4. Distribución total de clientes.



Fuente: Elaboración propia sobre la base de la información de la ENEE, 2017.

Consumo

Para el 2016 el consumo de electricidad en Honduras superó los 5.900 GWh. Parte importante del consumo se concentró en el sector residencial, que representó el 40% del consumo total. A este sector le siguieron el comercial y altos con-

sumidores, acumulando el 26% y 14%, respectivamente. Por otra parte, el sector público, dividido en alumbrado público, Gobierno, entes autónomos y municipales, consumió el 8% del total de la electricidad vendida en el país. En la tabla siguiente se muestra la energía vendida por sector de consumo durante el período 2012-2016.

i **Tabla 2.** Consumo por tipo de cliente (GWh).

Tipo de usuario	2012	2013	2014	2015	2016
Total general	5.308,4	5.452,5	5.551,9	5.816,5	5.921,4
Residencial	2.155,8	2.217,5	2.195	2.264,6	2.346
Comercial	1.326,5	1.378,3	1.399,6	1.493,1	1.566,3
Industrial	597,8	605,4	655,5	673,9	696,4
Altos consumidores	789,1	843,1	891,9	961,7	842,4
Alumbrado público	125,3	125,5	125,8	124,8	133,8
Gobierno	113,9	116,8	117,4	123,3	135,8
Entes autónomos	107,7	109,7	110,8	115	125,9
Municipal	52	56,2	56,1	57	58,8

Fuente: Elaboración propia sobre la base de la información de la ENEE, 2017.

Tipos de transacciones

Los tipos de transacciones que se pueden dar en el mercado mayorista¹² eléctrico de Honduras son las siguientes:

- Mercado de contratos: los agentes compradores firman contratos de potencia y energía firme y servicios complementarios con generadoras y comercializadoras. El mercado de contratos se caracteriza por la larga duración de los contratos (entre 15 y 20 años).
- Mercado de oportunidad: los agentes pactan contratos de corto buscando una rentabilidad adicional a lo indicado en su contrato de largo plazo o para comprar déficits o vender superávits en su generación.
- Mercado Eléctrico Regional: se acuerdan transacciones regionales propias de un mercado mayorista local, bajo con contratos entre agentes de mercado definidos y que cumplan los requisitos exigidos.
- Contratos con Grandes consumidores: con los acuerdos de suministro directo con la empresa distribuidora. Estos acuerdos pueden basarse en contratos de corto, mediano y largo plazo.

Tarifas y cuadros tarifarios

Las tarifas se clasifican por tipo de consumo, tensión y nivel de demanda (ENEE, 2016). Las tarifas se identifican como del tipo A, B, C, D y E. Los clientes a los que se les aplica una tarifa en baja tensión se componen por Residencial, General, Gobierno, Industrial. Por otro lado, los clientes con tarifas en media y alta tensión son General e Industria. A continuación, se detalla el cuadro tarifario del 2016 para usuarios regulados, por tipo de consumo y uso.



¹²Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica, art. 12.

i **Tabla 3.** Cuadro tarifario vigente, 2016.

Tarifa	Tipo de consumo		Uso	Rangos	Cargos
Tarifa A	Servicio residencial	*Consumo mensual de 500 kWh o menos	Para uso doméstico solamente, y para uso residencial y comercial combinado, cuando la carga comercial sea menor que la carga doméstica	Por los primeros 20 kWh Por los siguientes 80 kWh Por los siguientes 200 kWh Por los siguientes 200 kWh	8,03 Lps/kWh 0,8117 Lps/kWh 1,1832 Lps/kWh 1,3758 Lps/kWh
		* Consumo mensual mayor de 500kWh		Por los primeros 20 kWh Por los siguientes 80 kWh Por los siguientes 200 kWh Por los siguientes 200 kWh	8,03 Lps/kWh 0,8117 Lps/kWh 1,1832 Lps/kWh 1,3758 Lps/kWh
Tarifa B	Servicio general en baja tensión		Se aplica a cualquier usuario del servicio eléctrico	Monofásico Por lo primeros 20kWh En exceso de 20 kWh Trifásico Por los primeros 100 kWh En exceso de 100 kWh	33,04 Lps/kWh 1,6518 Lps/kWh 165,18 Lps/kWh 1,6217 Lps/kWh
Tarifa C	Servicio industrial en alta tensión (13,8 y 34,5 kV)		Aplicable a usuarios del servicio eléctrico que han firmado contrato para suplirse del servicio, acogiéndose a esta tarifa por un año o más, pero con no menos de 250 kW de demanda máxima mensual.	Cargo por kW Cargo por kW Cuota mínima	135,1198 Lps/kWh 0,9650 Lps/kWh 33.779,94 Lps
Tarifa D	Servicio industrial en alta tensión (13,8 - 34,5 -69 – 138 - 230 kV)		Aplicable a usuarios del servicio eléctrico que han firmado contrato para suplirse del servicio, acogiéndose a esta tarifa por un año o más, pero con no menos de 2.500 kW de demanda máxima mensual.	Cargo por kW Cargo por kW Cuota mínima	100,3282 Lps/kW 0,9233 Lps/kW 250.820,48 Lps/kW
Otras tarifas	Servicio público, gobierno central y poderes: ejecutivo, legislativo y judicial		Los abonados del servicio eléctrico del sector público, tanto del poder ejecutivo como, legislativo y judicial, incluyen municipalidades, entes autónomos, semiautónomos y otros	Monofásico Por lo primeros 20kWh En exceso de 20 kWh Trifásico Por los primeros 100 kWh En exceso de 100 kWh	33,88 Lps/kW 1,6942 Lps/kWh 169,42 Lps/kW 1,6942 Lps/kWh

Fuente: ENEE, 2017.

ORGANIZACIÓN DEL MERCADO

El modelo de mercado de Honduras adoptado desde el año 2013 permite la libre competencia en la generación, transmisión y distribución. La participación en el mercado de las generadoras y comercializadoras, y empresas de transmisión y distribución se efectúa por medio de la inscripción en la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) y obtención de permisos y licencias de operación. La coordinación de estos agentes de mercado está a cargo del Operador del Sistema, quien a su vez le provee evaluaciones periódicas de su desempeño al Comité de Agentes de Mercado. Por otra parte, se permite a los “Consumidores Calificados” participar como agentes de mercado y negociar libremente sus contratos de capacidad firme y consumo de electricidad.

Leyes, reglamentos y normativas

El marco regulatorio se rige por la modificación de la Ley Marco del Sector eléctrico del año 1994, que dio paso a la Ley General de la Industria Eléctrica, del año 2013. Por otra parte, la primera ley relacionada a energías renovables fue la Ley de Promoción a la Energía Eléctrica con Recursos Renovables del año 2007. A continuación, se resumen algunas de estas leyes.

- Ley de promoción de la energía eléctrica con recursos renovables. Decreto 70-2007, publicada en Gaceta el 2 de octubre de 2007. Tiene como finalidad promover la inversión pública o privada en proyectos de generación de energía eléctrica con recursos naturales renovables, de manera tal que se busquen alternativas a las fuentes convencionales de generación de energía eléctrica y propender a la diversificación de la matriz energética. La Ley es reformada según Decreto N° 138-2013.
- Ley General de la Industria Eléctrica. Decreto N° 404-2013 publicada en Gaceta el 20

de mayo de 2014. La ley tiene por objeto la apertura del mercado eléctrico y la regulación de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, así como los intercambios internacionales y la operación del sistema. Por otra parte, se reestructura la Empresa Nacional de Energía Eléctrica para convertirla en una empresa matriz, con diferentes empresas por actividades.

- Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica. Documento de la CREE, publicado en Gaceta del 18 de noviembre de 2015. El Reglamento tiene por objeto desarrollar las disposiciones de la Ley General de la Industria Eléctrica, reglamentar las actividades de generación, transmisión, operación, distribución y comercialización de la electricidad. El mismo reglamento establece la organización del mercado eléctrico.

Formulación de tarifas

La formulación de tarifas de Honduras se basa en la Ley Marco del Sector Eléctrico. En general, las tarifas se componen por (i) un cargo fijo por usuario por mes, correspondiente a los costos comerciales, (ii) precio por potencia contratada, referido a los costos de capacidad en las redes y (iii) precio de la electricidad, correspondiente con el costo de generación y pérdidas de la red. Además, el cálculo de tarifas incluye un cargo por comercialización, alumbrado público y regulación. Este último cargo está dirigido a la Comisión de Regulación de Energía Eléctrica.

Las tarifas permiten ajustes por variación en los precios de los combustibles y el tipo de cambio. Este ajuste se basa en las fórmulas preparadas por las empresas distribuidoras para ser aprobadas por la Comisión Nacional de Energía. Las tarifas al consumidor final tienen vigencia de 5 años

y los ajustes aplican una vez publicados como lo exige la ley.

Subsidios

Honduras tiene una política de subsidios vigente dirigida a pequeños consumidores residenciales. La Ley permite un subsidio para clientes con un consumo promedio mensual menor a 300 kWh. Esta política traslada los costos del sector residencial a los demás sectores. Además, el Gobierno concede un subsidio directo adicional a clientes con un consumo menor a 75 kWh por mes. Este subsidio beneficia a unos trescientos mil hogares.

Por último, el cálculo de los costos del Valor Agregado de Distribución se promedia entre todas las zonas del país, lo que implica un subsidio desde las zonas urbanas hacia las rurales.

Normativa específica para las energías renovables y eficiencia energética

Una de las primeras legislaciones en Honduras para promover el desarrollo de las renovables provino del Decreto 267 del año 1998. Este decreto definió incentivos fiscales para sistemas de generación en base a energías renovables y cogeneración con una capacidad menor o igual a 50 MW.

La regulación más reciente en materia de energías renovables se basa en la Ley de Promoción de la Energía Eléctrica con Recursos Renovables, publicada en 2007 y reformada en el año 2013. Esta última reforma buscó acelerar la modernización de la matriz energética, abriendo el mercado a inversiones públicas o privadas en proyectos de generación con fuentes renovables.

Incentivos a las energías renovables y eficiencia energética

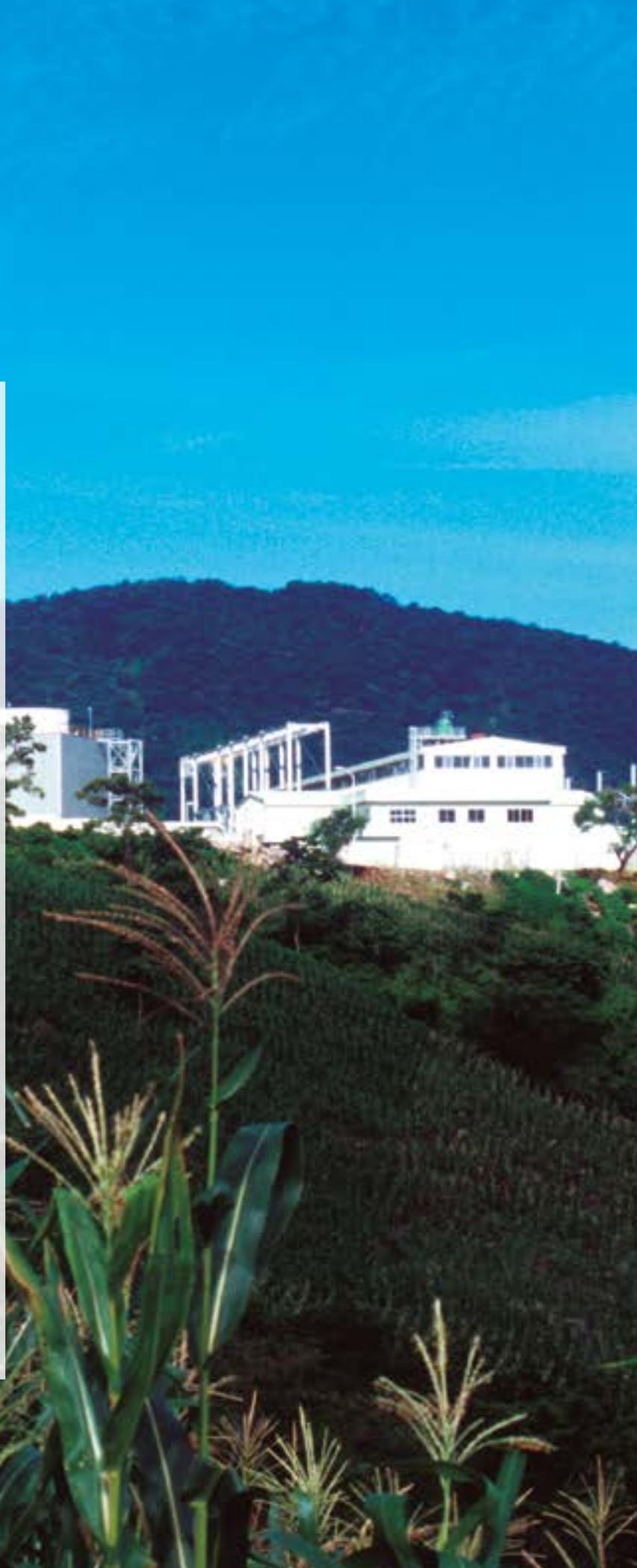
Decreto 267 de 1998. Concede la exoneración del pago del 12% del impuesto para todos los equipos, materiales y servicios que sean utilizados en la instalación de las plantas de generación. De manera similar se exoneraron de impuestos, tasas y derechos de importación, todos los equipos y repuestos relacionados con la instalación de las plantas de generación. Por último, se exoneró el pago del Impuesto Sobre la Renta (IVA) durante los primeros cinco años contados a partir de la entrada en operación comercial.

Ley de Promoción de la Energía Eléctrica con Recursos Renovables del 2013. Entre los incentivos se plantea la celebración de contratos suministro con un horizonte de 20 años para proyectos con una capacidad menor o igual a 50 MW, mientras que para los proyectos de mayor capacidad o con componentes de control de inundaciones se plantea una duración máxima de 30 años. Además, se reforma el proceso de otorgamiento de permisos para agilizar la tramitación y construcción de los proyectos, y se extendió por cinco años más el período de exoneración del pago del IVA, alcanzando 10 años contados a partir del inicio de la operación comercial de la planta. Por último, se permite la venta directa de electricidad a grandes consumidores, empresas distribuidoras o a ENEE.

¹³Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica, Artículo 1.

BARRERAS A LA ENTRADA DE ENERGÍAS RENOVABLES

- Los sistemas de información carecen de datos completos y confiables sobre el potencial de los recursos renovables disponibles
- Limitada capacidad técnica para diseñar y desarrollar proyectos.
- Altos costos de transacción en el estudio y tramitación de permisos de construcción de nuevos proyectos. La ley reformó el proceso de tramitación de permisos por lo que se espera una mejora a este respecto.
- Reducida capacidad de pago en sectores de menor ingreso (áreas rurales, zonas aisladas, entre otros).
- Reducida disponibilidad de créditos de fomento





ARREGLOS INSTITUCIONALES

Separación de funciones

La Ley General de la Industria Eléctrica (Decreto No. 404 de 2013) establece la separación de funciones de elaboración de políticas, regulación y las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización. Esta Ley y su correspondiente reglamento liberalizaron el sector eléctrico y crean la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) como ente supervisor del mercado. También, se define al Operador del Sistema como el ente encargado de planificar, coordinar, supervisar y controlar todas las operaciones de todas las centrales de generación (estatal y privada), líneas de transmisión, subestaciones e interconexiones internacionales y se designa la elaboración de políticas a la Secretaría de Energía, Recursos Naturales, Ambiente y Minas (SERNAM).

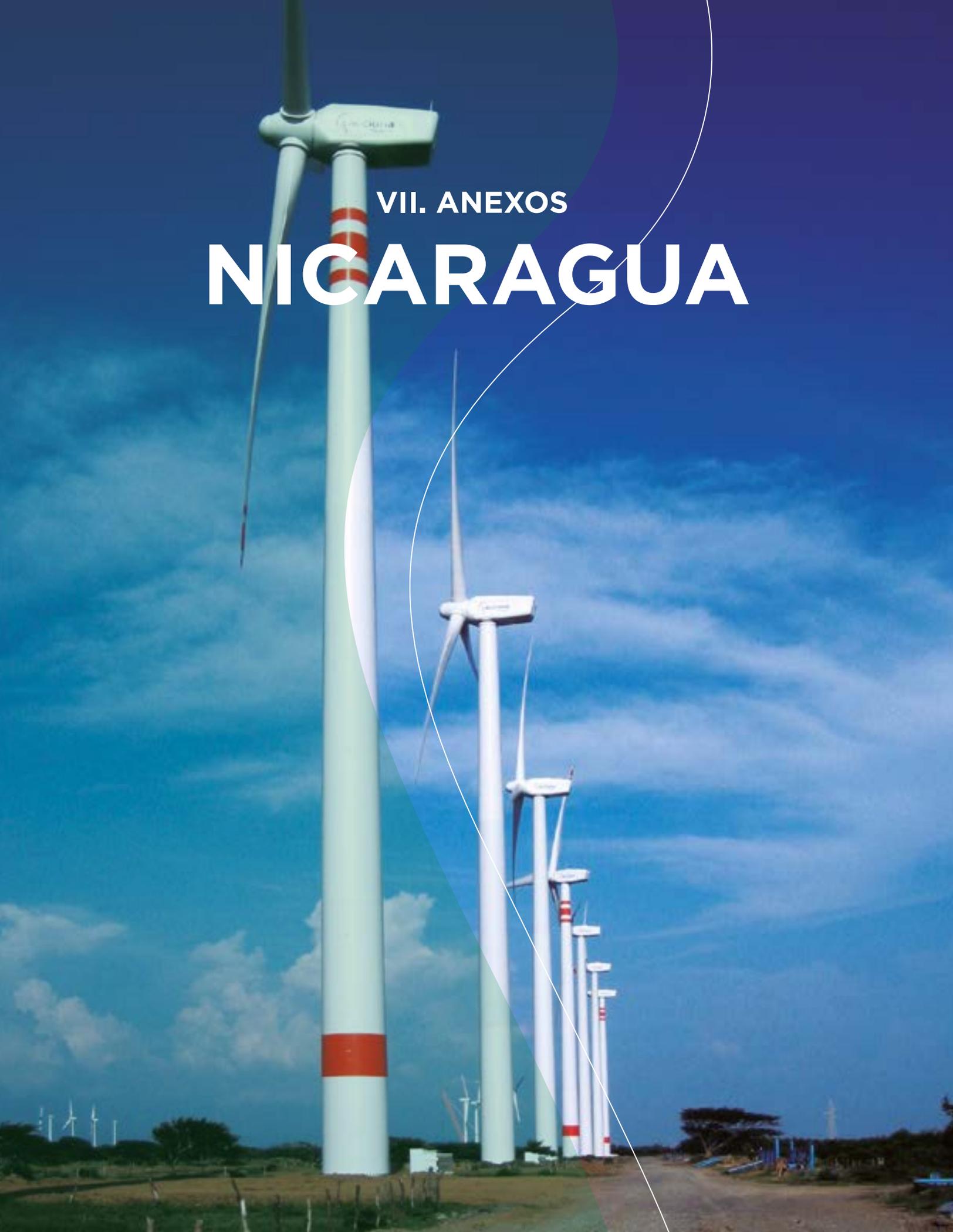
Formulación de políticas

La SERNAM es el ente a cargo de formular las políticas y medidas en materia de energía eléctrica según lo dispone la Ley General de la Administración Pública de Honduras (Decreto No. 218-96). Entre otras disposiciones, la ley le otorga atribuciones a la SERNAM para la formulación, coordinación, ejecución y evaluación de las políticas relacionadas con la protección y aprovechamiento de los recursos hídricos, las fuentes de renovables de energía, y las políticas relativas a la generación y transmisión de energía hidroeléctrica y geotérmica¹⁴. La Secretaría se divide en dos viceministerios; (i) Sub-Secretaría de Ambiente y (ii) Sub-Secretaría de Recursos Naturales y Energía. Dentro de la Sub-Secretaría de Recursos Naturales y Energía se encuentra la Dirección General de Energía (DGE) encargada de las unidades relacionadas con diferentes ámbitos energéticos del país.

Supervisión del sector

La regulación y supervisión del mercado eléctrico en Honduras se encuentra bajo la responsabilidad de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), organismo que depende, a su vez, de la Secretaría de Energía, Recursos Naturales, Ambiente y Minas (SERNAM). La CREE tiene como mandato regular y supervisar las actividades del sector eléctrico y llevar el registro de las empresas generadoras y comercializadoras que participan en el mercado. Además, se encarga de otorgar las licencias de operación para las empresas transmisoras y distribuidoras. Su estructura y funciones están definidas en la Ley General de la Industria Eléctrica y se financia con el cobro de una tasa sobre las ventas de las empresas distribuidoras.

¹⁴ <http://www.miambiente.gob.hn>



VII. ANEXOS
NICARAGUA



6. NICARAGUA

Nicaragua, con cerca de 130.000 kilómetros cuadrados, es el país con la mayor extensión del istmo centroamericano. Para el 2016, su PIB (nominal) alcanzó USD 13,2 millardos y su población 6,2 millones de habitantes. El PIB per cápita del país alcanza USD 2.100, siendo el ingreso por habitante más bajo de la región.

El sub-sector eléctrico del país cuenta con una alta participación de empresas privadas. Del total de electricidad despachada el 2016, 92% provino de empresas privadas y el restante 8% del sector público. La capacidad instalada para este año alcanzó 1.395 MW, y cerca de la mitad de se compuso por energías renovables.

El modelo de mercado de Nicaragua permite la libre competencia en las actividades de generación. Esto incluye empresas privadas, públicas o mixtas. En el segmento de transmisión, la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica está encargada del manejo de las redes de alta tensión, mientras que la distribución la realizan principalmente las empresas DISNORTE y DISSUR, que agrupan la propiedad del 95% de las redes de distribución del país. Por último, el Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC) se encarga de la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y de los mercados ocasionales y de contratos.

Nicaragua cuenta con un potencial de 4.500 MW de capacidad en base a energías renovables. No obstante, el riesgo financiero representa una de las limitantes principales para el desarrollo de nuevos proyectos. Además, se observan barreras regulatorias, de capacidad del CNDC para gestionar la intermitencia del despacho de electricidad, de disponibilidad de interconexión con el SIN y de tiempos de tramitación de permisos.





NICARAGUA

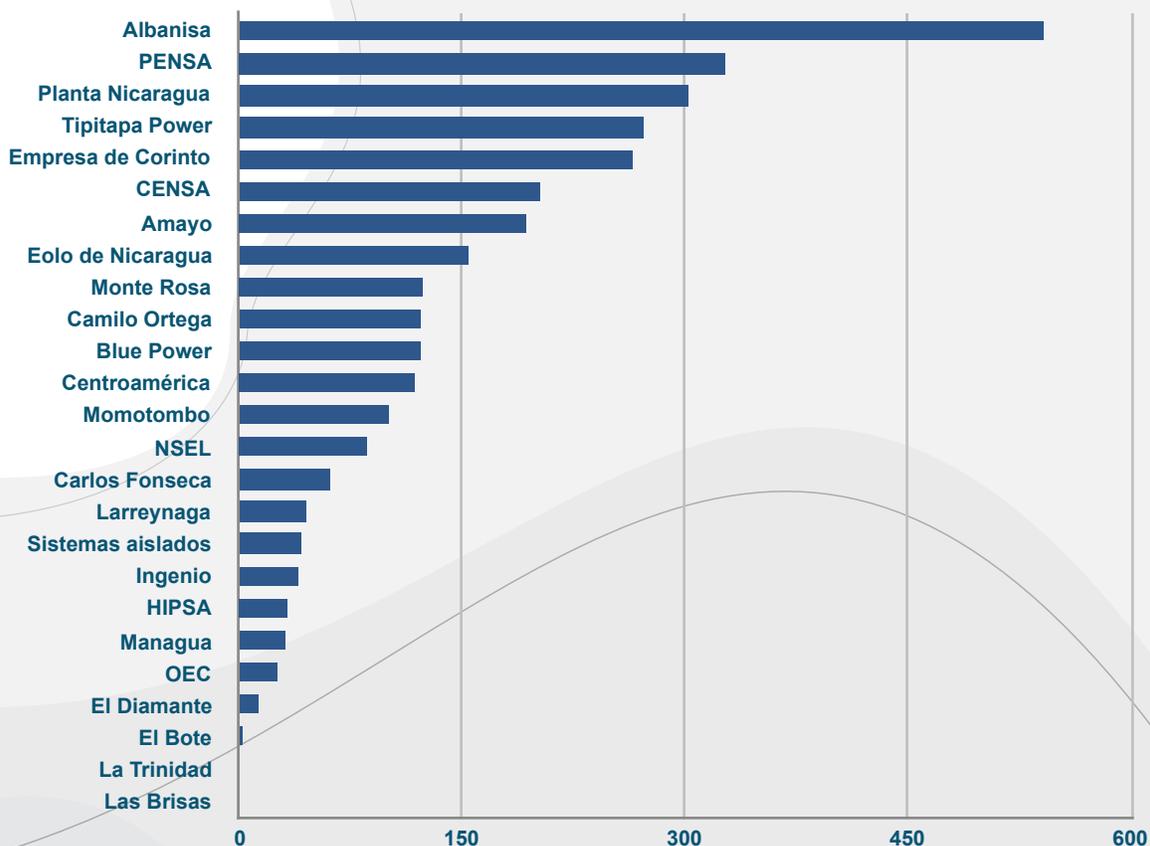
OFERTA

Nicaragua se encuentra entre los países con más baja generación de electricidad de Centroamérica. La oferta de electricidad del país la controlan principalmente empresas del sector privado. Cerca de la mitad de la generación de energía proviene de energías renovables, siendo la energía eólica la que ocupa el primer lugar de producción entre las renovables, seguida por la cogeneración y energía geotérmica.

Número de actores, porcentaje de privado (capacidad/energía)

Durante el año 2016¹⁵ la generación total provino de 25 empresas (INE, 2017) propietarias de 35 centrales de generación que se encontraban integradas al Sistema Interconectado Nacional (SIN). Del total de electricidad despachada hasta el mes de septiembre de este mismo año, 92% (2.955,5 GWh) correspondió a empresas privadas y el restante 8% (262,9 GWh) de empresas públicas. El gráfico siguiente muestra la participación de los principales agentes generadores para el año 2016.

i Gráfico 1. Generación de electricidad por central (GWh).



Fuente: Elaboración propia sobre la base de la información del INE, 2015.

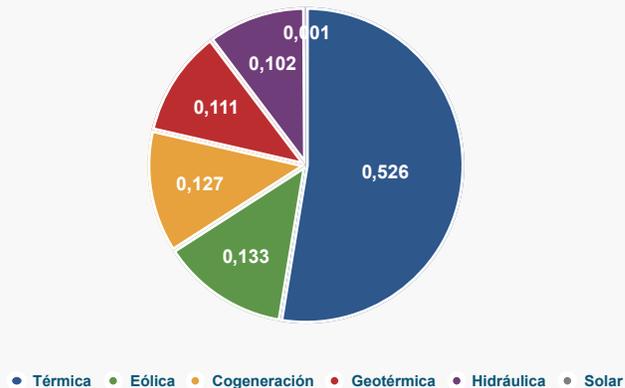
¹⁵ Septiembre 2016.

Composición

a capacidad instalada al año 2016 alcanzó 1.395,5 MW, y se compuso en 47,4% por tecnologías en base a fuentes renovables. Dentro de las renovables, la energía eólica aportó 28% del total, seguida por la cogeneración en base a bagazo de caña y la energía geotérmica, con 27% y 23%, respectivamente. El gráfico siguiente muestra la composición de la matriz instalada de electricidad por tecnología.

La participación predominante de generación de electricidad en base centrales termoeléctricas experimenta un sostenido decrecimiento en su participación relativa en los últimos años, pasando del 65,5% en el año 2011 al 52,6% en el 2016.

Gráfico 2. Composición de la capacidad instalada de generación, 2016.



Fuente: Cálculos propios a partir de los balances de INE, 2017.



Intercambios regionales

El balance de intercambios de electricidad muestra que a septiembre del 2016 cerca del 2,75% del total de la electricidad consumida en el país provino de importaciones. Esta porción del consumo importado muestra altas variaciones en último quinquenio a pesar del crecimiento sostenido¹⁶ de la demanda. Para el año 2014 se presenta la particularidad de superávit en la generación de electricidad, que fue comercializada en el Mercado Eléctrico Regional. La tabla siguiente muestra las importaciones y exportaciones de electricidad entre el año 2012 y 2016.

i **Tabla 1.** Intercambios de electricidad (GWh).

	Producción nacional	Importación	Exportación	Diferencia	Consumo nacional
2012	3.626	20	3,2	17	3.642,8
2013	3.744,7	52	16,2	35.8	3.780,4
2014	3.999,3	22,3	49	-26.7	3.971,6
2015	4.169	33,5	21,5	12	4.181
2016*	3.218,36	109	17,9	91,1	3.309,46

* Datos hasta septiembre 2016.

Fuente: Cálculos propios a partir de los balances de CEPAL, 2015 e INE, 2017.

¹⁶ El crecimiento promedio del consumo del 2012 al 2016 oscila entre el 3% y 6,8% anual

Evolución de las energías renovables

Para el período entre el 2012 y 2016, la participación de las renovables en matriz de Nicaragua creció en su capacidad instalada y cantidad de electricidad generada. La capacidad de instalada aumentó 10% en este período, impulsada por la hidroelectricidad y cogeneración, que experimentaron el mayor crecimiento en los últimos cinco años, con 35% y 32%, respectivamente. En referencia a la electricidad generada, el crecimiento total entre 2012 y 2015 alcanzó 15%, destacándose el crecimiento del 163% de la energía eólica, seguida por la energía geotérmica, con 28%. Para este mismo periodo la generación proveniente de la biomasa creció 5%, y la energía solar inicia su participación en la matriz en el año 2015, aportando 2,1 GWh. El gráfico siguiente muestra la evolución de la generación de electricidad por fuente.

i Gráfico 3. Evolución de la generación de electricidad por fuente, 2012 - 2016*

	Producción Nacional	Importación	Exportación	Diferencia	Consumo Nacional
2012	7502,5	75,8	1,1	74,7	7577,2
2013	7826,7	114,6	7,9	106,7	7933,4
2014	7813,6	278,5	4	274,5	8088,1
2015	8459,7	151,7	0	151,7	8611,4
2016	8782,5	195,2	0	195,2	8977,7

* Datos hasta septiembre 2016.

Fuente: Elaboración propia sobre la base de la información de la CEPAL e INE 2015.

Potencial de energías renovables por fuente

Nicaragua cuenta con un potencial de 4.500 MW de capacidad en base a energías renovables. De este total, cerca de 2.000 MW corresponden a energía hidroeléctrica, 1.500 MW geotérmica, 1.000 MW solar, 800 MW eólica y 200 MW a biomasa. En la tabla siguiente se detalla el potencial nacional por tecnología, junto a la capacidad efectiva y porcentaje de aprovechamiento.

i **Tabla 2.** Potencial de energías renovables en Nicaragua.

Fuente	Potencial (MW)	Capacidad efectiva (MW)	Aprovechamiento actual
Hidroeléctrica	2.000	98	4,9%
Geotérmica	1.500	37	2,5%
Solar	1.000	1,37	0,14%
Eólica	800	63	7,9%
Biomasa	200	60	30%
Total	5.500	259	4,7%

Fuente: Cálculos propios a partir de los balances de CEPAL, 2015.

En base al número de proyectos en tramitación, estimaciones indican que la potencia instalada al año 2020 dependerá en 85% de fuentes renovables, con la hidroelectricidad y energía geotérmica aportando más del 70% de la electricidad consumida en el país. (OLADE, 2011 y BLP, 2016).

El mayor potencial hidroeléctrico se concentra en la vertiente del Atlántico (94% del total). Al año 2016 los principales proyectos hidroeléctricos en proceso de construcción agruparon 708 MW. Esta capacidad se compuso por diez proyectos, a saber: El Diamante (5 MW), Piedra Puntuda (15 MW), Tumarín (253 MW), Boboke (70 MW), Salto Y-Y (25 MW), Copalar Bajo (150 MW), El Carmen (100 MW), Piedra Cajón (22 MW), Valentín (28 MW), y Corriente Lira (40 MW).

Los recursos geotérmicos aprovechables para la producción de electricidad se identifican en al menos 12 campos geotérmicos distribuidos en 340 km a lo largo de la cadena volcánica de Los Maribios. Hasta la fecha se explotan únicamente el campo de San Jacinto-Tizate y Momotombo por medio de plantas de generación que agrupan una capacidad de 155 MW.

Nicaragua cuenta con un recurso geotérmico de alta calidad. El país concentra el mayor potencial geotérmico de Centroamérica entre la Placa de Cocos y la Placa del Caribe, que da origen a la cordillera volcánica de los Maribios, donde se encuentran 16 estructuras volcánicas. El potencial estimado en 1500 MW se compone, entre otros,

por el Volcán Casitas - San Cristóbal (224 MW), Masaya-Granada-Nandaime (174 MW), San Jacinto - Tizate (160 MW), Volcán El Hoyo - Monte Galán (148 MW) y Volcán Momotombo (142 MW).

El recurso solar en Nicaragua recibe una radiación global horizontal promedio cercana a 5.5 kWh/m²/día (2.007 kWh/m²/año), lo que representa un valor 38% superior al mínimo recomendado para el desarrollo de sistemas de generación solar de 4kWh/m²/día (1.400 kWh/m²/año). En la costa del Pacífico, la radiación global horizontal promedio supera los 2.000 kWh/m²/año, en la zona central 1.800 kWh/m²/año y en la zona del atlántico 1.600 kWh/m²/año (MEM 2015).

De manera similar a la energía geotérmica y solar, el recurso eólico también tiene buena calidad. Mediciones efectuadas por NREL estiman que 6% del territorio nacional (7.600 km²) tiene un recurso eólico clasificado como “bueno o excelente” (clase 4 a 7). Las zonas con mejores condiciones para el desarrollo de proyectos de generación se encuentran al suroeste del país, en particular en el departamento de Rivas; y en las sierras que se extienden de Chontales hacia el noroeste buscando a Estelí.

En referencia al potencial de generación en base a biomasa, estimaciones indican que al año 2027 entrarán en operación 114 MW de capacidad (Plan de Expansión Energético 2013-2027), que considera, entre otros, las plantas de CASUR, con 24 MW y el proyecto Montelimar que aportará 38 MW. Otros desarrollos en base al aprovechamiento de residuos sólidos incluyen proyectos en León (90 MW) y el Chinandega (90 MW).





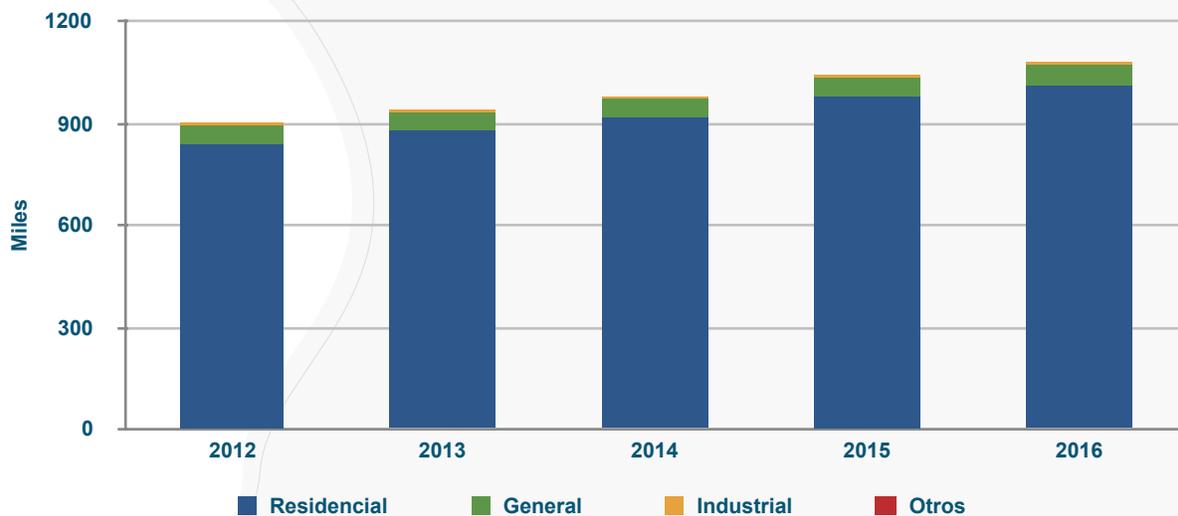
DEMANDA

Clases de cliente

Los clientes finales se clasifican como Residencial, General e Industrial. El cliente Residencial se compone por usuarios de viviendas de zonas urbanas y rurales, mientras que el cliente General, abarca los establecimientos comerciales, oficinas públicas y privadas, centros de salud y centros

de recreación, entre otros. Por último, el cliente Industrial está dirigido a talleres, fábricas, empresas de sistemas de irrigación y bombeo, entre otros. Las condiciones de servicio no establecen un límite de consumo en kWh por cliente. El gráfico siguiente muestra la distribución del total de clientes y su evolución entre 2012 y 2016.

i Gráfico 4. Distribución total de clientes, 2012 - 2016.



Fuente: Elaboración propia sobre la base de la información de la CEPAL 2015 e INE, 2016.

Del gráfico anterior identifica un aumento progresivo del número de usuarios en los últimos cinco años. Este crecimiento lo impulsa principalmente la clase de cliente Residencial. Parte del aumento del número de clientes residenciales se explica por la implementación de programas para expandir el acceso a la electricidad dirigido al sector residencial, que al año 2012 alcanzó 72% de la población y el 2015 ascendió a 81.6% (CEPAL, 2015).

Consumo

Para el 2015 el consumo de electricidad en Nicaragua alcanzó 3.945 GWh, lo que representa un crecimiento del 5,6% respecto al año anterior. En promedio, el mercado de contratos de consumo de electricidad creció a razón del 6% anual entre el año 2011 y 2015.

Las distribuidoras tienen el control del mayor número de clientes del mercado. En las áreas de concesión, las empresas DISNORTE y DISSUR agrupan 538.745 y 443.724 clientes respectivamente (CEPAL, 2015). La mayor parte de estos clientes pertenecen al sector residencial y comercial, mientras que los grandes consumidores pertenecen al sector industrial, y pueden negociar su consumo directamente con los agentes comercializadores. La tabla siguiente muestra la participación de los agentes distribuidores y grandes usuarios del país.

i **Tabla 3.** Participación de distribuidoras en el mercado mayorista (GWh).

Distribuidora	2011	2012	2013	2014	2015
Total contratos	3.077,99	3.267,97	3.402,08	3.742,62	3.945,19
Dissur	1.464,79	1.572,33	1.635,36	1.807,95	1.909,39
Disnorte	1.486,19	1.572,33	1.635,36	1.807,95	1.909,39
Bluefields	28,78	27,58	29,37	24,62	28,42
Siuna	14,34	18,76	18,48	14,21	14,93
Mulukukú	3,56	4,89	5,77	4,78	4,47
Grandes usuarios	80,33	72,1	77,75	83,10	78,6
Total mercado de ocasión	412,81	334,33	345,92	229,33	197,21
Dissur	214,51	149,83	131,19	46,31	13,66
Disnorte	190,93	163,9	192,08	138,11	125,90
Bluefields	-0,55	1,53	1,01	8,7	6,82
Siuna	0,41	-3,92	0,73	7,09	8,45
Mulukukú	0,21	0,44	0,99	2,66	3,96
Grandes usuarios	16,29	22,55	19,92	26,46	38,42
Total (GWh)	3.499,8	3.602,03	3.748	3.971,94	4.142,4

Fuente: Cálculos propios a partir de los balances de CEPAL, 2015.

Tipos de transacciones

Las transacciones se efectúan en los mercados de contratos de corto, mediano y largo plazo y el mercado ocasional, en el que los generadores venden energía no contratada y los distribuidores compran la demanda no cubierta por los contratos (OLADE, 2015).

En el primero de estos mercados, se transan acuerdos de compra de potencia y electricidad por hora, por día o por períodos de tiempo (semanas, meses, años, entre otros). En este mercado se distinguen dos tipos de contratos: (i) contratos de suministro y (ii) contratos de generación. Además, dependiendo de la ubicación de los agentes existen contratos internos, contratos de importación y contratos de exportación. La modalidad de contratos PPA se caracterizan por disponer obligaciones Take or Pay (TOP) por la potencia contratada y sin obligaciones de compras mínimas de electricidad. En el mercado ocasional los contratos se acuerdan al precio horario de la energía. Las transacciones horarias corresponden a las diferencias en kWh (déficit o superávit) entre la generación y consumo para dos tipos de agente;

Tarifas y cuadros tarifarios

Las tarifas se clasifican por tensión y nivel de demanda (INE, 2016). Los clientes a los que se les aplica una tarifa en baja tensión se componen por Residencial, General, Industrial e Irrigación; Radiodifusoras, Bombeo, Alumbrado Público, Iglesias e Industria Turística; Bombeo Comunitario. Por otro lado, los clientes con tarifas en media tensión son General e Industria; Irrigación, Bombeo e Industria turística; y Bombeo comunitario. A continuación, se detalla el cuadro tarifario para cada tipo de cliente.



i Tabla 4. Tarifas vigentes al 1 de diciembre de 2016: Baja tensión.

Tipo de tarifa	Tarifa		Cargo por	
	Cód.	Descripción	Energía (C\$/kWh)	Potencia (C\$/kW-mes)
Residencial	T-0	Primeros 25 kWh Sigüientes 25 kWh Sigüientes 50 kWh Sigüientes 50 kWh Sigüientes 350 kWh Sigüientes 500 kWh Adicionales a 1000 kWh	2,4052 5,1815 5,4268 7,1722 6,7638 10,7430 12,2400	
General Menor	T-1	Tarifa Monomía: 0-150 kWh	4,5055	
	T-1A	Tarifa Binomía sin medición horaria estacional	7,0324 5,0978	607,4227
General Mayor	T-2	Tarifa Binomía sin medición horaria estacional	5,2715	628,3603
Industrial Menor	T-3	Tarifa Monomía (Todos los kWh)	6,1421	
	T-3A	Tarifa Binomía sin medición horaria estacional	4,3323	577,0451
Industrial Mediana	T-4	Tarifa Binomía sin medición horaria estacional	4,7766	569,3884
Industrial Mayor	T-5	Tarifa Binomía sin medición horaria estacional	4,9321	543,2747
Irrigación	T-6	Tarifa Monomía (Todos los kWh)	5,3936	
	T-6A	Tarifa Binomía sin medición horaria estacional	3,9597	460,0220
Radiodifusoras	TR	Tarifa Monomía (Todos los kWh)	5,2763	

Fuente: Cálculos propios a partir de los balances de INE, 2016.

i Tabla 4. Tarifas vigentes al 1 de diciembre de 2016: Baja tensión.

Tipo de tarifa	Tarifa		Cargo por	
	Cód.	Descripción	Energía (C\$/kWh)	Potencia (C\$/kW-mes)
Bombeo	T-7	Tarifa Monomia (Todos los kWh)	5,6217	848,9452
	T-7A	Tarifa Binomia sin medición horaria estacional	5,6217	
Alumbrado Público	T-8	Todos los kWh	8,2276	
Iglesia	T-9	Todos los kWh	5,1795	
Industria turística menor	T3-H	Tarifa Monomia (Todos los kWh)	6,1421	577,0451
	T-3 A-H	Tarifa Binomia sin medición horaria estacional	4,3323	
Industria Turística mediana	T-4-H	Tarifa Binomia sin medición horaria estacional	4,7766	569,3884
Industria Turística mayor	T-5-H	Tarifa Binomia sin medición horaria estacional	4,9321	543,2747
Bombeo Comunitario	TB-6	Tarifa Monomia (Todos los kWh)	5,2763	450,0215
	TB-6A	Tarifa Binomia sin medición horaria estacional	3,8736	

Fuente: Cálculos propios a partir de los balances de INE, 2016.

i Tabla 5. Tarifas vigentes al 1 de diciembre de 2016: Media tensión

Tipo de tarifa	Tarifa		Cargo por	
	Cód.	Descripción	Energía (C\$/kWh)	Potencia (C\$/kW-mes)
General Mayor	T-2D	Tarifa Binomia sin medición horaria estacional	5,1505	758,7410
Industrial	T-4D	Tarifa Binomia sin medición horaria estacional	4,2602	485,0314
Industrial mayor	T-5D	Tarifa binomia sin medición horaria estacional	4,3704	505,0259
Pequeñas concesionarias	TPC	Tarifa Monomia (Todos los kWh)	3,5190	
Irrigación	T-6C	Tarifa Monomia (Todos los kWh)	5,2116	543,0423
	T-6D	Tarifa Binomia sin medición horaria estacional	3,9499	
Bombeo	T-7C	Tarifa Monomia (todos los kWh)	5,0039	474,5790
	T-7D	Tarifa Binomia sin medición horaria estacional	3,9026	
Industria turística mediana	T-4 D-H	Tarifa Binomia sin medición horaria estacional	4,2602	485,0314
Industria turística mayor	T-5 D-H	Tarifa Binomia sin medición horario estacional	4,3704	505,0259
Bombeo comunitario	TB-6C	Tarifa Monomia (Todos los kWh)	4,7753	497,5854
	TB-6D	Tarifa Binomia sin medición horaria estacional	3,6192	

Fuente: Cálculos propios a partir de los balances de INE, 2016.

i Tabla 5. Tarifas vigentes al 1 de diciembre de 2016: Media tensión

Tipo de tarifa	Tarifa		Cargo por		
	Cód.	Descripción	Cliente (C\$/kWh)	Energía (C\$/kWh)	Potencia (C\$/kW-mes)
Uso de Redes	T-4 URDMT	Cargo fijo Cargo por demanda de potencia Cargo variable por energía-horas punta Cargo variable por energía-horas fuera de punta	255,4818	0,4613 0,4165	130,2089

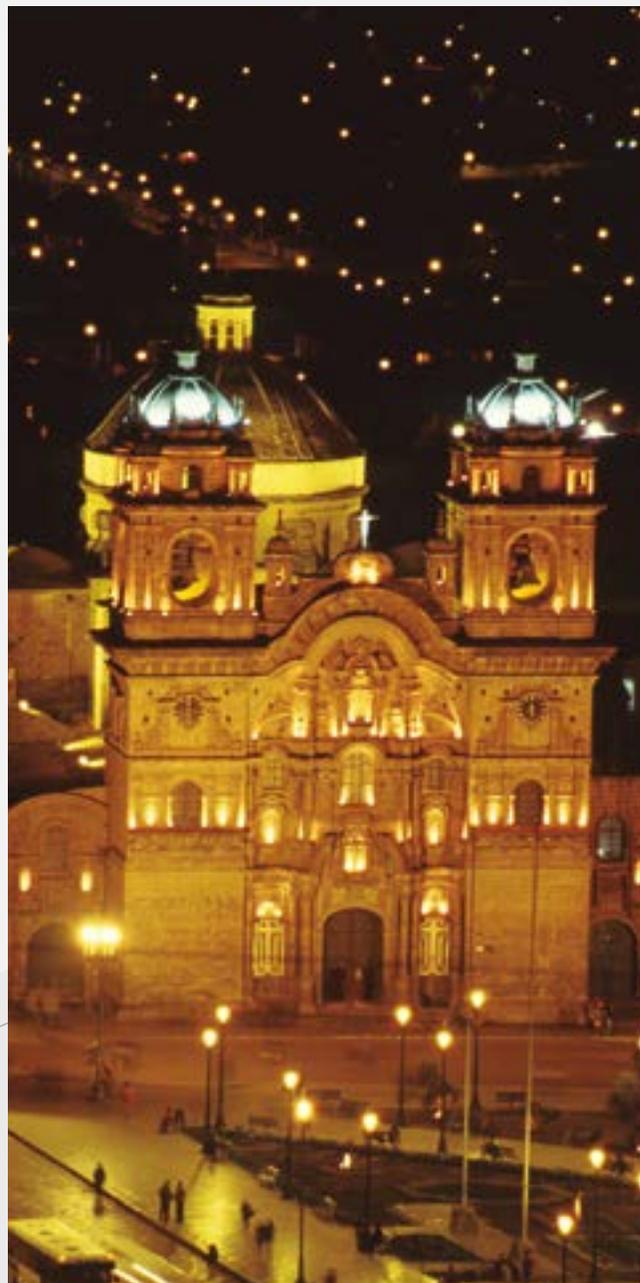
Fuente: Cálculos propios a partir de los balances de INE, 2016.



ORGANIZACIÓN DEL MERCADO

El modelo de mercado de Nicaragua permite la libre competencia en la generación. Lo anterior incluye a generadores públicos (principalmente ENEL), privados y mixtos. En el mercado mayorista 14 empresas privadas propietarias de 24 centrales de generación se encuentran registradas en el INE. El Estado, por su parte, participa en la generación de electricidad por medio de la Empresa Nicaragüense de Electricidad (ENEL). En el segmento de transmisión, la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL) está encargada del manejo de las redes de alta tensión a nivel nacional. Además, ENATREL es responsable de la elaboración e implementación de los planes de expansión de la red. La distribución la realizan tres compañías registradas como agentes distribuidores. Dos de ellas, DISNORTE y DISSUR, pertenecen desde el año 2013 al grupo TSK-Melfosur y manejan en conjunto cerca del 95% de la red de distribución del país. Ambas compañías funcionan con independencia administrativa y financiera. Por último, el Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC) se encarga de la operación del SIN y tiene a su cargo las liquidaciones mensuales de los mercados ocasionales y de contratos. (OLADE, 2014).

Otros agentes del mercado son los Grandes Consumidores¹⁷ y el Mercado Eléctrico Regional (MER)¹⁸.



¹⁷ Consumidores que pueden negociar directamente la compra de su energía (y potencia) a los generadores o distribuidores.

¹⁸ Ente encargado de exportar e importar energía de los mercados ocasionales y de contratos, por medio de la Red de transmisión regional RTR

Leyes, reglamentos y regulaciones principales

El año 1985 se promulga el Decreto Legislativo 87, que especifica al Instituto Nicaragüense de Energía (INE) como un ente autónomo; con personalidad jurídica, duración indefinida, patrimonio propio y plena capacidad para adquirir derechos y contraer obligaciones. Posteriormente, el año 1994, se establece al INE como ente regulador del sector. Este mismo año el Decreto Legislativo 46 creó a la Empresa Nacional de Electricidad (ENEL) como una empresa verticalmente integrada.

La Ley 271 de abril de 1998 también reformó al INE y creó a la Comisión Nacional de Energía (CNE), con responsabilidades en planificación y establecimiento de políticas. Ambas funciones fueron posteriormente trasladadas al entonces recién creado Ministerio de Energía y Minas (Ley 612 “Ley de Reforma” y adición a la Ley 290, “Ley de Organización” ambas de 1998). La Ley 272, conocida como Ley de la Industria Eléctrica y su Reglamento General del 14 de diciembre de 1999, creó un mercado eléctrico mayorista competitivo en generación, y abierto a la participación privada.

El mercado eléctrico mayorista se rige por la Ley 272 de abril de 1998 y su reglamento de diciembre de 1999. Además, el mercado se ciñe a los lineamientos de la normativa de operación del mercado de septiembre de 2000 (actualizada en febrero de 2013) y la normativa de transporte de electricidad de junio de 2000. Las normativas detallan los aspectos técnicos y comerciales para participar en el mercado mayorista.

En el 2008 se promulga la Ley 661, de distribución y uso responsable de energía eléctrica. Dos años más tarde, la Ley 746 reforma a ENEL y crea una dirección para la operación de los sistemas aislados, denominada DOSA. En el año 2012 la re-

forma de la Ley 583 (por medio de la Ley 788), declara a ENATREL como empresa estatal, de interés social, que no puede ser privatizada.



Formulación de tarifas

La metodología de fijación de tarifas en el mercado eléctrico de Nicaragua está definida por la Ley 272 de la industria eléctrica y la ley 554 de estabilidad energética. El INE, prepara los pliegos tarifarios con base a los costos incurridos por transporte y distribución de electricidad. Las tarifas agrupan los costos de potencia, consumo, peajes y otros costos remunerables definidos por la siguiente ecuación (FUNIDES, 2016):

$$(1-\lambda) \cdot P_t^S = P_t^t + P_t^P(M_t) + VC(M_t, Q_t) + P_t^m + VAD_t + OF_t$$

donde,

- **P_{tt}**: Costos de transmisión, lo que le corresponde recibir a ENATREL.
- **P_{tP}**: Costos asociados a la potencia de los generadores, que es función de la matriz energética M_t . Este componente se les paga a los generadores estén produciendo o no y es en reconocimiento por haber instalado la capacidad en el país.
- **VC**: Costo mismo de la energía, que además de depender de la composición de la matriz energética M_t , es función del volumen de la energía despachada Q_t . El VC se ajusta al existir costos diferentes en las plantas de generación.
- **P_{tm}**: Precio del mercado spot. Sólo si la energía se transa en spot, se incluye este componente en la tarifa.
- **VAD_t**: Valor agregado de Distribución que gana la distribuidora.
- **OF_t**: Otros factores de la tarifa, por ejemplo: recargos específicos de las plantas por arranque en frío, cargos financieros, entre otros.
- **λ** : Pérdidas del sistema.

Subsidios

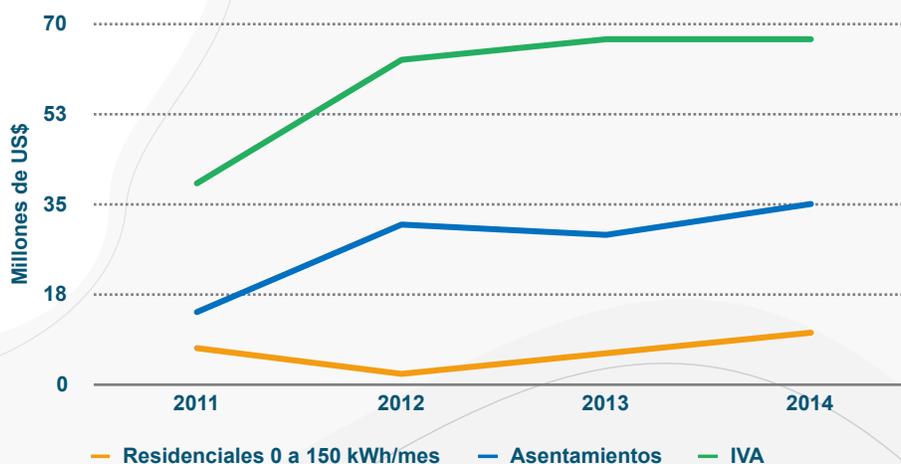
En Nicaragua existen los siguientes subsidios (OLADE, 2014):

- Subsidios a la tarifa de clientes residenciales con consumos inferiores a 150 kWh/mes.
- Subsidio para asentamientos espontáneos y familias vulnerables.
- Exoneración del Impuesto de Valor Agregado (IVA) a clientes residenciales, con consumo menor a 300 kWh y establecimiento de IVA reducido de 7% (en lugar del 15%) a clientes con consumo mensual de 301 a 1.000 kWh.

- Tarifa reducida para jubilados del seguro social de Nicaragua.
- Financiamiento ALBA. Consiste en un fondo estabilizador de precios aplicado en las facturas de electricidad cuando las tarifas indicativas están por encima de las aplicadas. Este subsidio beneficia todos los consumidores.

Del gráfico anterior se identifica una tendencia al aumento del gasto en subsidios a partir del año 2012. Nicaragua ocupa el tercer lugar entre los países de América Latina que más destina recursos para subvencionar las tarifas de electricidad como proporción de su producto interno bruto (FMI 2015). Los subsidios totalizan 2,1% del PIB, superior al promedio regional de 0,8%.

i Gráfico 5. Evolución del gasto dirigido a subsidios.



Fuente: Elaboración propia sobre la base de la información de FUNINDES, 2016.

Normativa específica para las energías renovables y eficiencia energética

A continuación, se mencionan las leyes relacionadas al desarrollo, control y operación de proyectos de generación de electricidad en base a fuentes de energía renovable.

- Ley 467 de 2003, que crea incentivos al sector hidroeléctrico (exoneración de impuestos y de timbres fiscales). Esta ley establece una banda de precios de venta por MWh en el mercado ocasional entre 55 y 65 US\$ para toda la electricidad proveniente de centrales hidroeléctricas (en la actualidad este precio aumentó a un rango entre 90 y 100 US\$/MWh);
- Ley 532 de 2005, de promoción de fuentes renovables con incentivos fiscales. Establece que las distribuidoras deberán contratar prioritariamente el despacho de carga proveniente de fuentes de energía renovables en sus licitaciones (según porcentajes establecidos por el MEM) y por períodos de al menos 10 años;
- Ley 627 de 2007, introduce reformas a la ley 554 y establece, entre otras disposiciones, que las distribuidoras que puedan instalar y operar en el mercado eléctrico nacional nueva capacidad de generación de energía renovable propia hasta por 20% de su demanda total.
- Ley 695 de 2009, para la promoción del desarrollo del proyecto hidroeléctrico Tumarín (253 MW, 870 GWh medios anuales);

Los decretos ejecutivos más relevantes en materia de energías renovables incluyen:

- Decreto Ejecutivo 72 de 2003, que reglamenta la Ley 467 de promoción al sector hidroeléct-

trico, en particular al permiso del uso del agua.

- Decreto Ejecutivo 79 de 2003, que reglamenta la Ley 443 relativa al recurso geotérmico, estableciendo siete zonas geográficas para la explotación de este recurso.
- Decreto Ejecutivo 13 de 2004, que prioriza la generación basada en recursos renovables. En particular, este decreto busca promover la estabilidad de los costos de generación mediante la libre competencia.
- Decreto Ejecutivo 42 de 2006, que establece los lineamientos para promover la producción de biocombustibles.
- Decreto Ejecutivo 45 de 2010, que reglamenta la Ley 443 de exploración y explotación de recursos geotérmicos, particularmente en lo relativo al otorgamiento de concesiones para ambas actividades.

Incentivos a las energías renovables (por fuente) y eficiencia energética

El desarrollo proyectos de generación de electricidad en base a energías renovables cuenta principalmente con beneficios fiscales provenientes de la “Ley para la promoción de generación eléctrica con fuentes renovables” o Ley 901 de reforma a la Ley 532, publicada el 9 de junio de 2015. Esta ley otorga los siguientes beneficios:

- Exoneración de pago de Derecho Arancelario de Importación (DAI) e impuesto al valor agregado (IVA) sobre la maquinaria, equipo, materiales e insumos destinados para las labores de pre-inversión y construcción de obras incluyendo la construcción de las líneas de sub-transmisión necesaria para transportar la energía desde la central de generación hasta el Sistema Interconectado Nacional (SIN).
- Exoneración de pago de Impuesto sobre la Renta (IR) por un período de 7 años a partir de la entrada en operación comercial del proyecto.
- Exoneración de pago de impuestos municipales sobre bienes inmuebles, ventas y matrículas por un período de 10 años a partir de la entrada en operación comercial del proyecto. Este beneficio se aplica de forma escalonada, exonerando el 75% de los impuestos en los primeros 3 años, y el 50% para los siguientes años.
- Exoneración de impuestos por un periodo de 5 años producto de la explotación de riquezas naturales y del impuesto de timbres fiscales que pueda causar la construcción y operación del proyecto, por 10 años, en ambos casos contados a partir del inicio de la operación.

Existen diversos mecanismos financieros e ins-

titucionales relacionados para el desarrollo de proyectos de energías renovables en Nicaragua (OLADE, 2011):

- Mecanismos financieros. Los mecanismos contemplan instrumentos de deuda o pasivos, financiamiento de pre-inversión, deuda principal o deuda senior y financiamiento de proyecto.
- Fuentes de financiamiento. El acceso a fondos para el financiamiento de proyectos puede provenir de instituciones como: bancos privados, bancos multilaterales de desarrollo (Banco Interamericano de Desarrollo, Corporación Interamericana de Inversiones, Banco Centroamericano de Integración Económica, Banco Mundial, Corporación financiera Internacional), bancos públicos de desarrollo (Sociedad Belga de inversión para países en vías de desarrollo, Compañía Alemana de Inversión y Desarrollo, Compañía de desarrollo financiero de Holanda), fondos de inversión (Central American Renewable Energy and Cleaner Production Facility, Global Environment Fund y la Iniciativa Global de Metano) y garantías parciales de crédito (Banco Mundial).
- Programas de apoyo para las energías renovables (fondo especial para el cambio climático del programa de Naciones Unidas para el desarrollo, fondos para energía sustentable y cambio climático, Alianza de Energía y Ambiente con Centroamérica, Alianza de las Américas para la Energía y el Clima y Corporación Andina de Fomento).

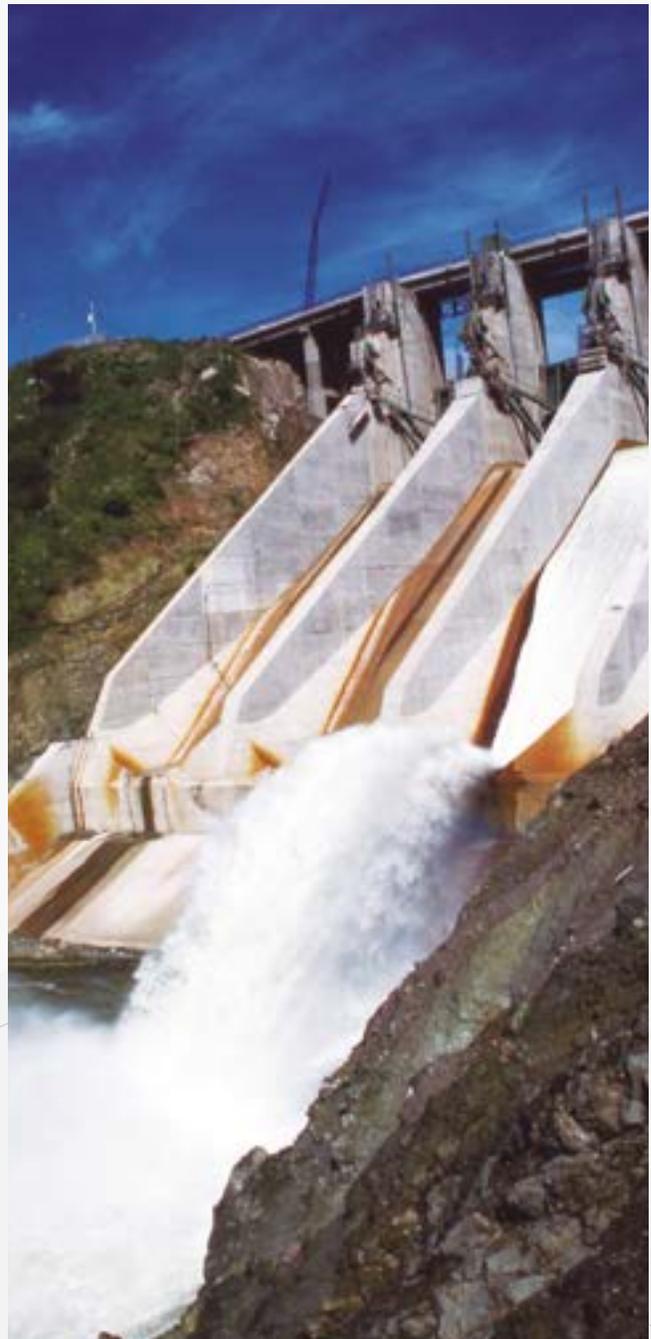
Barreras a la expansión de las energías renovables

En general, el riesgo técnico - financiero representa una de las limitantes principales para el desarrollo de proyectos de generación en base a energías renovables en Nicaragua. Las centrales de generación en base a energía geotérmica representan un ejemplo ilustrativo de proyectos con altos costos (de infraestructura, y exploración) y que, por ende, enfrentan barreras para alcanzar el cierre financiero. Otra barrera financiera dice relación con la corta duración de los contratos (menos de tres años) de compra de energía. Lo anterior dificulta el acceso al financiamiento de proyectos con retornos de inversión superiores a diez años.

Además, existen barreras asociadas con la oportuna disponibilidad de interconexión con el SIN o clientes libres y la entrada en operación de las centrales de generación. Para el caso de la construcción y operación, la falta de coordinación con la expansión de las redes de transmisión puede resultar en mantener infraestructura ociosa con altos costos financieros.

Por otra parte, el CNDC enfrenta limitaciones para el control de la frecuencia proveniente de la participación de la energía eólica. Esto restringe la capacidad para acelerar el crecimiento de la generación intermitente proveniente de fuentes de energía renovables no convencional.

Por último, el marco regulatorio carece de garantías y transparencia en los procedimientos y reglas del mercado, que afectan la evaluación de riesgo de los proyectos. Además, el marco regulatorio no incluye estatutos relacionados a la implementación de programas de electrificación en base a energías renovables.





ARREGLOS INSTITUCIONALES

Separación de funciones

La separación de funciones del sector eléctrico en Nicaragua busca apoyar el funcionamiento de un modelo de mercado de libre competencia en la generación y de acceso abierto en la transmisión (controlada por el Estado). De manera similar a la generación, se introduce un modelo de libre competencia en la distribución para Grandes Consumidores; mientras que las condiciones para el abastecimiento de clientes regulados las define el Estado. Además, separa las funciones de elaboración de políticas, regulación y fiscalización.

Formulación de políticas

El Ministerio de Energías y Minas (MEM) es el organismo del Estado encargado del diseño de la política energética y de las estrategias nacionales del sector. Las principales funciones del MEM contemplan establecer políticas energéticas a nivel nacional, elaborar planes estratégicos, adjudicar licencias, otorgar concesiones para proyectos de generación y de distribución, y aprobar las regulaciones del sector eléctrico que le debe someter el INE. Otras responsabilidades del MEM incluyen las siguientes:

- Otorgar licencias de generación y transmisión de energía, así como las concesiones de distribución.
- Declarar la caducidad o cancelar las mismas por iniciativa propia o a propuesta del ente regulador por incumplimientos demostrados a sus contratos de licencia o concesión.
- Participar en conjunto con el ente regulador de las inspecciones de obras e instalaciones de los titulares de licencias y concesiones.
- Promover relaciones con las entidades fi-

nancieras y el sector privado para evaluar las fuentes de financiamiento accesibles y proponer estrategias de financiamiento en el sector energético, geológico energético e hidrocarburos, tanto en las inversiones públicas como en las privadas.

- Administrar y reglamentar el “Fondo para el Desarrollo de la Industria Eléctrica Nacional”.
- Impulsar las políticas y estrategias que permitan el uso de fuentes alternativas de energía para la generación de electricidad.
- Elaborar y proponer anteproyectos de ley, decretos, reglamentos, resoluciones relacionados con el sector energía, hidrocarburos y recursos geológicos energéticos y aprobar su normativa interna.

Supervisión del sector

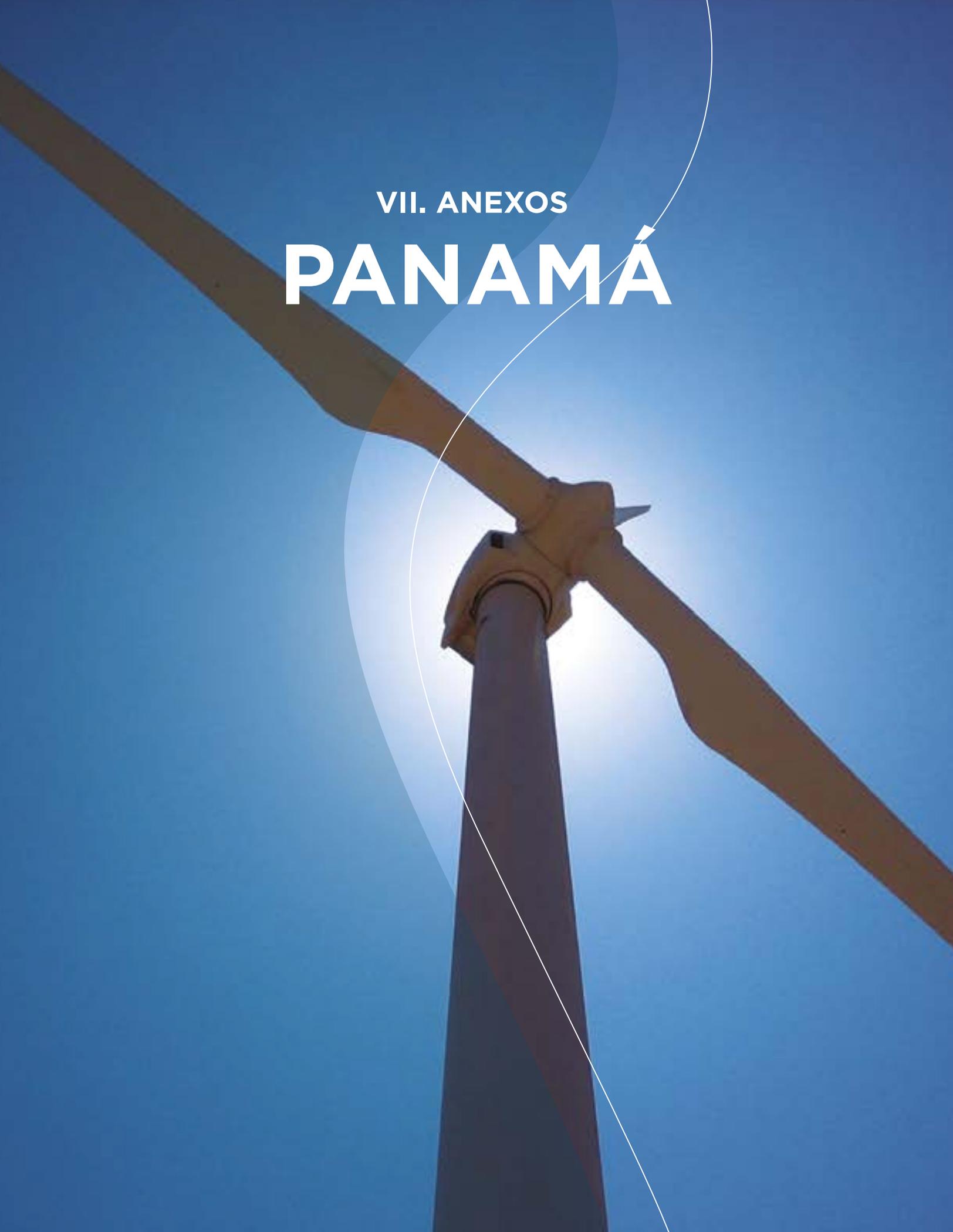
De acuerdo con la Ley 271, el INE cuenta con las atribuciones para regular el mercado eléctrico de Nicaragua. La Ley define a esta institución como el ente responsable de la aplicación de la Ley de la Industria Eléctrica y su reglamento, así como de las normas y procedimientos específicos del sector energético.

En el sector eléctrico, en particular, el INE tiene como mandato velar por los derechos de los consumidores de energía; fiscalizar el cumplimiento de las normas, reglamentos y regulaciones técnicas de las actividades de reconocimiento, exploración, explotación, aprovechamiento, producción, transporte, transformación, distribución, manejo y uso de los recursos energéticos; elaborar y fiscalizar el cumplimiento de normas y regulaciones tendientes a aprovechar la energía en una forma racional y eficiente; velar por el buen funcionamiento del servicio eléctrico y definir sus indicadores de calidad, confiabilidad y seguridad; aprobar, publicar y controlar las tarifas de venta de distribuidores a consumidores; aprobar, publicar y controlar las tarifas de peaje por uso de redes de transmisión y distribución eléctrica; aplicar las sanciones en los casos previstos por las leyes, normas, reglamentos, contratos de concesiones y licencias y demás disposiciones; otorgar, prorrogar, declarar la caducidad o cancelar las licencias de generación y transmisión de energía, así como las concesiones de distribución; establecer las categorías de grande, mediano y pequeño consumidor con base en parámetros técnicos y económicos cuando la ley de la materia no lo determine; prevenir y adoptar medidas necesarias para impedir prácticas restrictivas de la competencia en el suministro o prestación de los productos y servicios regulados en el sector eléctrico; y fiscalizar el cumplimiento de las regulaciones de protección al medio ambiente por parte de los titulares de licencias y concesiones.



VII. ANEXOS

PANAMÁ





7. PANAMÁ

Panamá es considerado un país de ingreso medio - alto por el Banco Mundial. Su PIB (nominal) para el 2016 alcanzó USD 55,2 millardos y su población 4 millones de habitantes; ubicando el PIB per cápita en USD 13.800.

El sub-sector eléctrico de Panamá contó para el 2016 con una capacidad instalada de 3.231 MW, y se compuso en 62% por tecnologías que utilizan fuentes de energía renovable; principalmente energía hidráulica. En las actividades de generación, el país muestra una alta participación de empresas privadas. Este sector abasteció cerca del 90% del total de la demanda de electricidad del territorio nacional.

La estructura del mercado tiene como objetivos promover la libre competencia y eficiencia. En las actividades de generación, las empresas compiten por el despacho de electricidad en base a la optimización del uso de la capacidad instalada con ofertas basadas en costos variables y costos de oportunidad. Por otra parte, la propiedad y operación del sistema el transporte de electricidad la controla el Estado por medio de la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A, que, además, coordina la participación de los agentes que intervienen en las actividades del subsector a través del Centro Nacional de Despacho. El mercado mayorista del país se compone por el mercado ocasional y el mercado de contratos, siendo este último la base fundamental del mercado.

Panamá tiene el potencial para agregar más de 5.678 MW de capacidad en base a energías renovables. Sin embargo, este potencial enfrenta importantes barreras regulatorias, de tiempos de tramitación de permisos, de capacidad institucional e infraestructura, y de financiamiento.





PANAMÁ

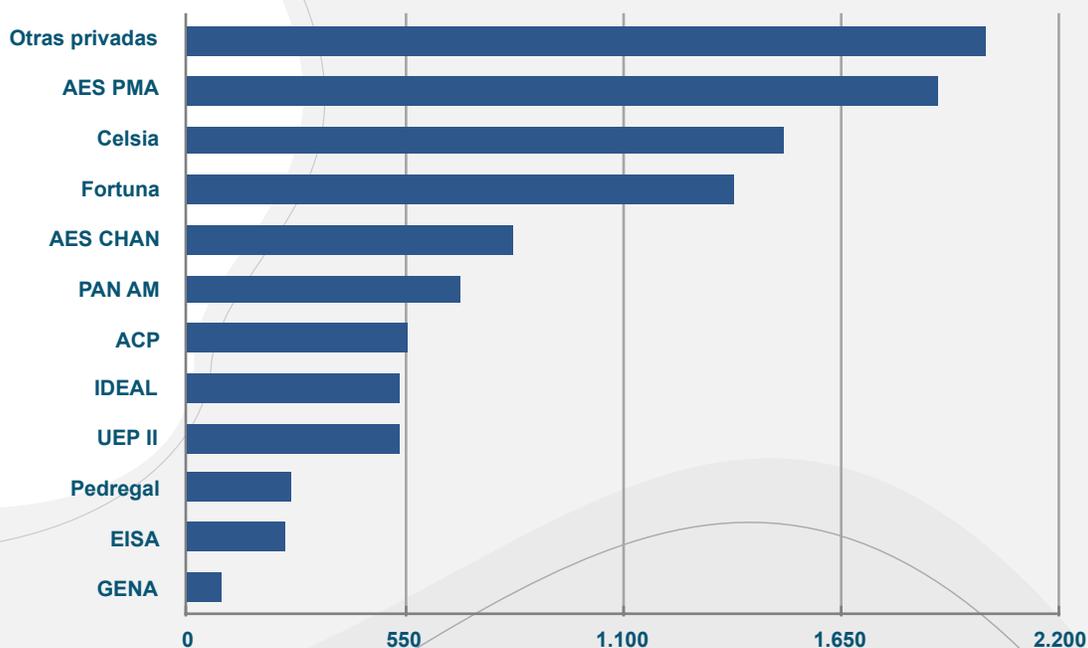
OFERTA

Panamá, al compararse con el resto de los países de Centroamérica, posee la mayor cantidad de empresas privadas participando en el sector eléctrico y controlando la mayor parte de la oferta de electricidad del país. El 67,4% de la generación proviene de energías renovables, siendo la energía hidráulica la fuente que ocupa el primer lugar en la matriz tanto en capacidad instalada como en la cantidad de electricidad despachada.

Número de actores, porcentaje de privado (capacidad/energía)

Durante el año 2016 la generación total provino de más de 50 empresas propietarias de las centrales de generación integradas a la red de interconexión nacional. Para el período comprendido entre el 2012 y 2016 las empresas privadas abastecieron en promedio 90% del total de la electricidad consumida en el país. El gráfico siguiente muestra la participación de los principales agentes generadores.

i Gráfico 1. Generación de electricidad por central (GWh).

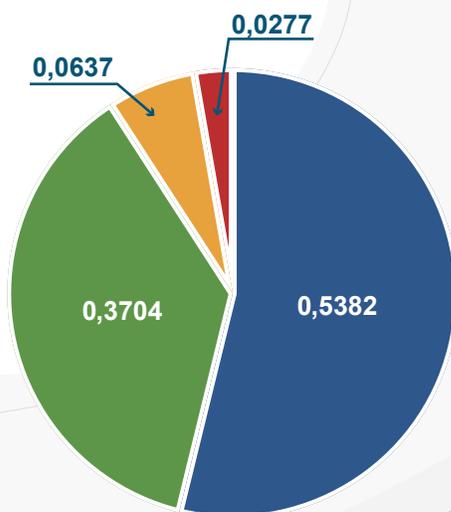


Fuente: Elaboración propia sobre la base de la información de CND (2016).

Composición

La capacidad instalada del país para el año 2016 alcanzó 3.231,4 MW. Esta capacidad se compuso en 62% (2.003,5 MW) por fuentes renovables y su participación provino, principalmente, de plantas hidroeléctricas. Esta tecnología experimentó un crecimiento superior al 85% entre los años 2010 y 2016. La energía eólica, por su parte, entró en operación con 20 MW el año 2013, y al año siguiente la energía solar aportó, por primera vez, una capacidad de 2,4 MW. El gráfico siguiente muestra la composición actual de la matriz instalada de electricidad por tecnología.

i **Gráfico 2.** Estructura de la capacidad instalada por tipo de central en 2016.



● Hidroeléctrica ● Térmica ● Eólica ● Solar

Fuente: Elaboración propia sobre la base de la información de ASEP (2016).



Intercambios regionales

Panamá presenta altas variaciones en la importación y exportación de electricidad entre el 2012 y 2016. El balance de intercambios de electricidad muestra que el 2016 cerca del 3,5% del total de la electricidad producida fue exportada al Mercado de Electricidad Regional (MER). La tabla siguiente muestra las importaciones y exportaciones de electricidad entre el año 2012 y 2016.

i **Tabla 1.** Intercambios de electricidad (GWh).

	Producción nacional	Importación	Exportación	Diferencia	Consumo nacional
2012	8.385	16,9	59	-42,1	8.342,8
2013	8.862	75,4	71,4	4	8.702,9
2014	9.195,9	189,3	98,5	90,8	9.101,4
2015	9.748,4	17,1	139,3	-122,2	9.626,2
2016	10.533,42	30	397,7	-367,7	10.165,7

Fuente: Cálculos propios a partir de los balances de CEPAL (2015) y CND (2017).

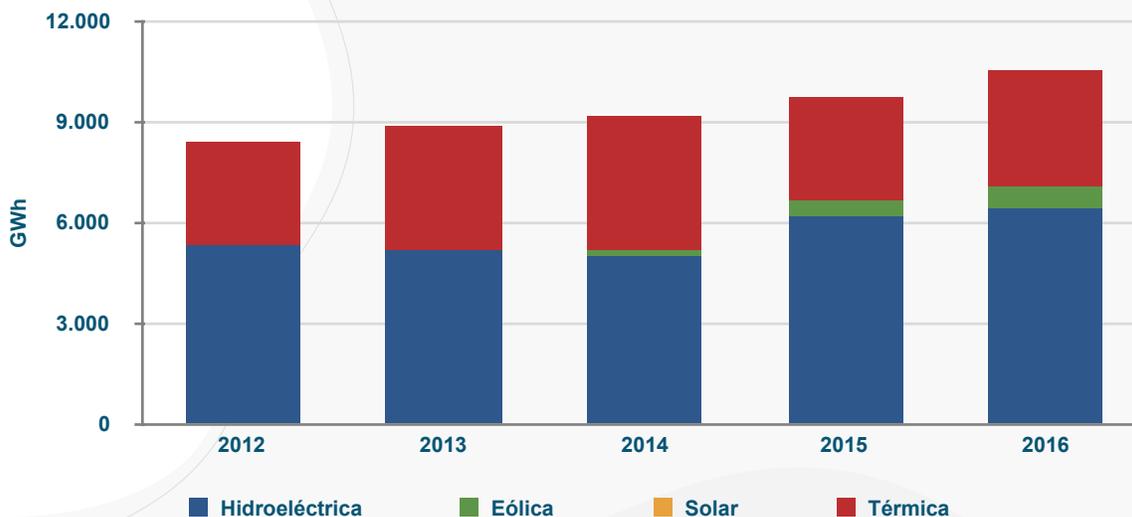


Evolución de las energías renovables

Para el período entre el 2012 y 2016, la participación de las renovables en matriz de Panamá creció en su capacidad instalada y cantidad de electricidad generada. En este período, la capacidad de instalada aumentó 35%, impulsada, del lado de las renovables, por la capacidad adicional de plantas hidroeléctricas. Por otra parte, se destaca en este período la participación de la energía eólica y solar.

En promedio el crecimiento de la generación de electricidad en este periodo se sitúa en 6,5%. En el año 2016 la producción alcanzó 10,564.67 GWh, y de este total, más del 65% provino de energías renovables, con el mayor porcentaje proveniente de centrales hidroeléctricas (60,9%); seguidas por la energía eólica (5,8%) y la energía solar (0,7%). El gráfico siguiente muestra la evolución de la generación de electricidad por fuente.

i Gráfico 3. Evolución de la generación de electricidad por fuente, 2012 - 2016.



Fuente: Elaboración propia sobre la base de la información de la CEPAL, 2015 y CND, 2017.

Potencial de energías renovables por fuente

Panamá tiene más de 5.678,9 MW de potencial para generar electricidad por medio de energía renovable. De este total, 3.040,3 MW corresponden a energía hidroeléctrica, 1.983,6 MW energía eólica en la provincia de Coclé, 613 MW solar y 42 MW a energía geotérmica.

Para desarrollar el potencial hidroeléctrico se tienen identificadas 52 cuencas hidrográficas repartidas en la costa atlántica y pacífica (18 de ellas en la vertiente del Caribe y 34 en la del Pacífico).

En referencia al potencial para el desarrollo de parques eólicos, tanto la costa Atlántica como la Pacífica cuentan con zonas con una calidad del recurso clasificado como excelente, con velocidades de 9,5 m/s. Según datos de la Autoridad de los Servicios Públicos (ASEP), la provincia de Coclé concentra más del 35% del potencial total.

Panamá dispone de un buen potencial solar, con una irradiación horizontal media de 5 a 5,5 kWh metros cuadrados por día, resultando un potencial superior a 4 kWh por metro cuadrado por día; valor mínimo recomendado para que se obtenga una amortización de la inversión inicial en instalaciones de paneles solares. Actualmente se evalúa la implementación de proyectos solares demostrativos como una opción para la electrificación rural.

Para el caso del potencial geotérmico del país, la empresa West Japan Engineering Consultants, Inc. evaluó los recursos geotérmicos de las zonas de Barú, con un potencial estimado de 24 MW y el Valle de Antón, con un potencial estimado de 18 MW. No obstante, se desconoce la existencia de proyectos en tramitación para la explotación de estos recursos.

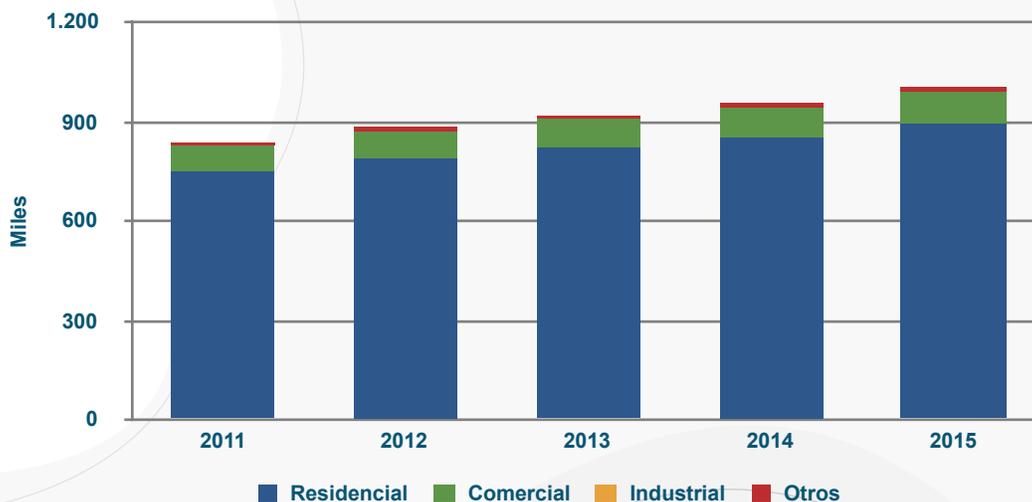


Clases de cliente

Los clientes finales se dividen en Residencial (exclusivo para viviendas unifamiliares o multifamiliares y edificios de apartamentos), Comercial (incluye instituciones bancarias y servicios tales como panaderías, restaurantes y hoteles, entre otros.), Industrial (compuesto por fábricas alimenticias, fábricas de cemento y materiales, entre otros) y otros clientes. El gráfico siguiente muestra la distribución del total de clientes y su evolución entre 2011 y 2015.

Para el año 2015 se alcanzan un total de 1.004.254 clientes, siendo los clientes Residenciales el mayor porcentaje con un 88,9% del total, seguido de los clientes Comerciales con 9,7%. La menor participación les correspondió a las categorías "otros" e "Industrial, que agruparon 1,2% y 0,2% del total, respectivamente.

Gráfico 4. Distribución total de clientes, 2011 - 2015.



Fuente: Elaboración propia sobre la base de la información de la CEPAL, 2015.

Consumo

El consumo de electricidad el año 2015 alcanzó 9.748,4 GWh. De este total, se vendieron en el país 8.368,6 GWh que fueron dirigidos en 44% al tipo de cliente Comercial, 32% al Residencial, 14% Otros clientes y 10% Industrial.

Este mismo año el total de clientes registrados como regulados alcanzó 1.004.254. La totalidad de estos clientes fueron abastecidos por la empresa Edemet, con 44% del total de clientes y 51% (4.074 GWh) de las ventas totales; seguida por ENSA que suministró el 42% de los clientes y representó 40% (3.209 GWh) de las ventas. Por último, la empresa Edechi suministró al 14% del total de clientes y acumuló el 9,16% (734 GWh) de las ventas. Los grandes usuarios registraron el 4,2% (351 GWh) de las ventas totales (CEPAL 2015). La tabla siguiente muestra la participación de los agentes distribuidores y grandes usuarios del país.



Tabla 2. Consumo final de energía (MWh).

Fuente: Cálculos propios a partir de los balances de CEPAL (2015).

	2012	2013	2014	2015
Consumo total	21.202.467	22.079.242	23.071.138	24.754.687
Regulados	6.877.359	7.091.536	7.939.570	8.017.413
Edemet	3.473.100	3.619.450	3.780.500	4.074.280
Residencial	1.041.090	1.116.990	1.194.360	1.273.170
Comercial	1.744.930	1.818.340	1.898.190	2.059.590
Industrial	193.760	190.470	190.170	181.450
Otros	493.320	493.650	497.80	560.070
ENSA	2.720.779	2.855.956	2.976.910	3.209.023
Residencial	986.615	1.032.117	1.088.851	1.170.155
Comercial	1.108.826	1.171.332	1.224.990	1.334.533
Industrial	234.584	241.373	225.041	228.002
Otros	390.754	411.134	438.028	476.333
Edechi	593.480	616.130	636.160	734.110
Residencial	220.310	230.900	245.100	271.600
Comercial	238.360	246.880	248.980	310.000
Industrial	49.610	48.780	49.950	49.760
Otros	85.200	89.570	92.130	102.750
No regulados	375.195	402.317	421.104	351.224
Grandes Usuarios	375.195	402.317	421.104	351.224

Tipos de transacciones

En el modelo del mercado de Panamá las transacciones principales y de mayor volumen se realizan en el Mercado de Contratos. Los tipos de contrato pueden ser: (i) contratos sujetos a regulación de modalidad de compra, formato y precios resultantes de procesos competitivos de licitaciones de compra (contratos con empresas de distribución para ventas a clientes con tarifas reguladas); y (ii) contratos acordados en negociación libre entre las partes (contratos de suministro a Grandes Clientes y contratos de reserva entre generadores).

Tarifas y cuadros tarifarios

Las tarifas se clasifican en función de los niveles de consumo y voltaje de la siguiente manera:

i. Tarifas para clientes conectados en baja tensión: Son las tarifas correspondientes a voltajes iguales o inferiores a 600 V. Los clientes conectados en baja tensión pueden ser subcategorizados en tres grupos a saber:

- Tarifa simple (BTS): corresponde a clientes con una demanda máxima igual o menor a 15 kW mensuales.
- Tarifa con demanda máxima (BTD): corresponde a clientes con una demanda mayor a 15 kW mensuales.
- Tarifa por bloque horario (BTH): se aplica a los clientes que la soliciten y considera diferentes precios, dependiendo de los horarios de suministro de electricidad (períodos de punta o fuera de punta).

ii. Tarifas para clientes conectados en media tensión: Son las tarifas correspondientes a voltaje

de suministro mayor de 600 V y menor a 115 kV. Dentro de esta tarifa se encuentran dos grupos de cliente:

- Tarifa con demanda máxima (MTD): correspondiente a todo cliente que la solicite.
- Tarifa por bloque horario (MTH): Considera diferentes precios, dependiendo de los horarios de suministro de electricidad.

iii. Tarifas para clientes conectados en alta tensión: Son las tarifas correspondientes a voltaje mayor de 115 kV y se clasifican en:

- Tarifa con demanda máxima (ATD): correspondiente a todo cliente que la solicite.
- Tarifa por bloque horario (ATH): Se aplica a aquellos clientes que la solicitan y considera diferentes precios, dependiendo de los horarios de suministro de electricidad, ya sea en periodos de punta o fuera de punta.

A continuación, se detalla el cuadro tarifario para cada tipo de cliente.

i **Tabla 3.** Tarifas vigentes de distribuidora EDECHI - (Periodo entre el 1 de julio de 2013 y el 30 de junio de 2017 - en Balboas B)

Tipo de tarifa	Tarifa		Cargo por	
	Cód.	Cód.	Energía	Potencia (B/kW-mes)
Clientes conectados a baja tensión				
Clientes con consumo entre 0-300 kWh/mes	BTS1	Cargo fijo por los primeros 10 kWh/mes Cargo por siguientes kWh	2,42 B/mes 0,17328 B/kWh	
Clientes con consumo entre 301-750 kWh/mes	BTS2	Cargo fijo por los primeros 10 kWh/mes Cargo por siguientes kWh	2,42 B/mes 0,20230 B/kWh	
Clientes con consumo mayor a 750 kWh/mes	BTS3	Cargo fijo por los primeros 10 kWh/mes Cargo por siguientes kWh	2,42 B/mes 0,23492 B/kWh	
Con demanda máxima	BTD	Cargo fijo Cargo por los primeros 10 kWh Cargo por los siguientes de 10,001 a 30 kWh Cargo por los siguientes de 30,001 a 50 kWh Cargo por los siguientes en exceso de 50,001 kWh	4,52 B/mes 0,13282 B/kWh 0,14075 B/kWh 0,14632 B/kWh 0,17174 B/kWh	20,15
Por bloque horario	BTH	Cargo fijo Cargo por energía y/o demanda en punta Cargo por energía y/o demanda fuera de punta	4,52 B/mes 0,21724 B/kWh 0,15125 B/kWh	20,64 2,25
Clientes conectados a media tensión				

Fuente: Cálculos propios a partir de los balances de ASEP (2017).

i **Tabla 3.** Tarifas vigentes de distribuidora EDECHI - (Periodo entre el 1 de julio de 2013 y el 30 de junio de 2017 - en Balboas B)

Tipo de tarifa	Tarifa		Cargo por	
	Cód.	Cód.	Energía	Potencia (B/kW-mes)
Clientes conectados a baja tensión				
Clientes con consumo entre 0-300 kWh/mes	BTS1	Cargo fijo por los primeros 10 kWh/mes	2,42 B/mes	
		Cargo por siguientes kWh	0,17328 B/kWh	
Clientes con consumo entre 301-750 kWh/mes	BTS2	Cargo fijo por los primeros 10 kWh/mes	2,42 B/mes	
		Cargo por siguientes kWh	0,20230 B/kWh	
Con demanda máxima	MTD	Cargo fijo	11,32 B/mes	19,38
		Cargo por energía y demanda	0,14944 B/kWh	
Por bloque horario	MTH	Cargo fijo	11,32 B/mes	18,82 2,63
		Cargo por energía y/o demanda en punta	0,16309 B/kWh	
		Cargo por energía y/o demanda fuera de punta	0,12729 B/kWh	
Clientes conectados a alta tensión				
Con demanda máxima	ATD	Cargo fijo	11,32 B/mes	13,33
		Cargo por energía y demanda	0,13817 B/kWh	
Por bloque horario	ATH	Cargo fijo	11,32 B/mes	12,78 2,61
		Cargo por energía y/o potencia en punta	0,15164 B/kWh	
		Cargo por energía y/o potencia fuera de punta	0,11404 B/kWh	

Fuente: Cálculos propios a partir de los balances de ASEP (2017).



ORGANIZACIÓN DEL MERCADO

El mercado mayorista del país se compone por el mercado ocasional y el mercado de contratos, siendo este último la base fundamental del mercado. La estructura del mercado tiene como objetivos promover la libre competencia y eficiencia. En la generación, las empresas compiten por el despacho de electricidad en base a la optimización del uso de la capacidad instalada con ofertas basadas en costos variables y costos de oportunidad. La estructura del mercado también permite proveer señales de precios de corto plazo que dan a conocer el costo marginal del sistema. Por el lado de la demanda, los grandes consumidores (demanda superior a 100 kW por punto de interconexión) pueden acordar libremente sus contratos de suministro de potencia y energía en el mercado mayorista o por medio de una empresa distribuidora.

El transporte de la electricidad y operación del sistema recaen en la empresa pública ETESA. Para el caso de realizar la operación del sistema, ETESA se apoya en el Centro Nacional de Despacho (CND).

Por último, el abastecimiento de electricidad, exceptuando a grandes consumidores, debe ser contratado a las distribuidoras. Actualmente el mercado es controlado por tres empresas privadas (EDEMET, ENSA, EDECHI) y una empresa autoprodutora (BOFCO, que vende sus excedentes sin tener una zona de concesión de distribución).



Leyes, reglamentos y regulaciones principales

En el año 1995, la Ley 6 abrió de manera parcial el sector eléctrico a inversiones privadas en la generación. Esta ley estableció que la participación total de la empresa privada en ningún caso podría exceder 45% del total de la capacidad instalada en el sistema eléctrico nacional.

En el año 1996, con la Ley 26, se crea el Ente Regulador de los Servicios Públicos de Agua, Electricidad y Telecomunicaciones.

En el año 1998, mediante decreto 22, se reglamenta la ley 6 del año 1997, que dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la prestación del Servicio Público de Electricidad, y se reestructura el Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE), y, por ende, del sector eléctrico, en ocho empresas, cuatro de generación eléctrica, tres de distribución eléctrica y una empresa de transmisión eléctrica, ETESA.

En el 2001 se crea la Ley 15, que establece el régimen de subsidios a los clientes del servicio público de electricidad.

En el 2002 se presenta la Resolución JD-3460, procedimiento para otorgar concesiones de generación.

Mediante Resolución No. JD-5216, del 2005, se aprueba el Reglamento de Transmisión con objetivo de regular el servicio de transmisión y definir los derechos y obligaciones, y establecer las normas de calidad del servicio, el régimen tarifario, la separación de las actividades y el sistema de liquidación y cobranza, entre otros. En el 2014 se modifica el Reglamento de Transmisión.

En el 2013 se establece la Reglamentación de Distribución y Comercialización, que regula las acti-

vidades de distribución y comercialización.

En el 2015 se publica el reglamento de operación del sistema y administración del mercado mayorista. El reglamento define los principios, criterios y procedimientos para planear, coordinar y gestionar la operación integrada del sistema interconectado nacional y compensar los intercambios de energía entre los diferentes agentes del mercado. Además, se incluyen las reglas comerciales, que definen la administración comercial del Mercado Mayorista Eléctrico de Panamá.

En el 2017 se actualiza la Metodología específica para el Reglamento de Transmisión, que regula la aplicación de los recargos y retribuciones por incumplimientos en los n de tensión, factores de potencia y curvas P/Q.

Formulación de tarifas

Las tarifas sujetas a regulación que aplican las empresas de distribución y comercialización que prestan servicio público son aprobadas por la ASEP y vienen definidas en la Reglamentación de Distribución y Comercialización.

La normativa tarifaria establece criterios de eficiencia, recuperación de costos y transparencia, basados las prácticas regulatorias internacionales. El modelo conceptual para tarifas y subsidios establecido en la Ley 6 indica que (i) las tarifas deben reflejar los costos para promover eficiencia y conservación en el consumo y (ii) el Ejecutivo puede aplicar subsidios a cubrir con fondos aprobados al efecto en el presupuesto general.

Desde la reforma del sector de 1998, las tarifas se detallan por niveles de consumo y tensión. En términos generales, la tarifa eléctrica se compone por los siguientes costos:

- Cargo por generación (potencia y energía).
- Cargo por conexión. Cargo por reconexión.
- Cargo por transmisión (potencia y energía).
- Cargo de distribución.
- Cargo por pérdidas de energía en distribución.
- Cargo de comercialización (fijo y variable).
- Cargo por el servicio y por el consumo de alumbrado público.
- Subsidio aplicado a cada cliente.



Subsidios

En Panamá existe un porcentaje de aporte al subsidio y un subsidio aplicado a los clientes de acuerdo con la ley 15 del 7 de febrero de 2001. Los clientes que aportan son aquellos que tienen un consumo mayor a 500 kWh al mes y el porcentaje de aporte no excede del 0,6% de su facturación mensual. Los clientes que reciben subsidio son aquellos que tienen un consumo mensual de hasta 100 kWh y su porcentaje de subsidio no excederá del 20% del valor de la facturación del consumo de electricidad mensual. En la práctica, la tarifa a bajos consumos esta se construye con un subsidio cruzado financiado por los clientes con consumo mayor a 500 kWh, incluyendo Grandes Clientes.

Existen otros subsidios directos a clientes agropecuarios (5% de descuento en la tarifa); jubilados, pensionados y tercera edad (25% de descuento en las tarifas para consumos hasta 600 kWh) y a partidos políticos (50% de descuento en las tarifas su límite máximo).

Además, Panamá mantiene subsidios indirectos como el Fondo de Estabilización Tarifaria (FET) y el Fondo de Compensación Energética (FACE). El primero de estos tiene como objetivo estabilizar los precios de la energía eléctrica a los consumidores finales. En principio el FET recibe aportes del presupuesto nacional para mantener las mismas tarifas a usuarios regulados ante el incremento de los costos de generación, que luego se recuperan desde los consumidores cuando los costos de generación se encontraran por debajo el valor del costo de generación estimado. En la práctica, el FET correspondió a un subsidio al consumidor ya que los precios de generación continuaron siendo mayores a los considerados para efectuar el retorno de los fondos de estabilización. Por otra parte, el FACE está dirigido a las distribuidoras y otras empresas afectadas por congelamiento de tarifas y que no pueden recuperar sus costos de generación. De cierta forma el FACE es un complemento del FET por compensar los costos de generación no trasladados a tarifas reguladas.



Normativa específica para las energías renovables y eficiencia energética

A continuación, se resumen las principales normas y leyes relativas a energías renovables y eficiencia energética.

- Código de Red Generación Eólica de octubre 2012. Agrupa las normas técnicas, operativas y de calidad para la conexión de la generación eléctrica eólica al Sistema Interconectado Nacional (SIN).
- Resolución AN N° 5399-Elec de 7 de enero de 2015. Establece las obligaciones y el procedimiento para la conexión de centrales particulares de fuentes renovables de hasta 500 kW a las redes eléctricas de media y baja tensión de las empresas de distribución eléctrica.
- Código Fotovoltaico de julio 2015. Contiene las normas técnicas, operativas y de calidad para la conexión al SIN de los sistemas de centrales solares con tecnologías fotovoltaicas.

Las leyes relacionadas con los recursos renovables:

- Ley 41 de 1998. Establece los principios y normas para la protección, conservación y recuperación del medio ambiente, al tiempo que promueve el uso sostenible de los recursos naturales.
- Ley 45 de agosto de 2004. Establece el régimen de promoción de energías renovables. Esta ley busca generar empleo, promover la inversión y desarrollo de áreas rurales deprimidas, optimizar el uso de los recursos naturales, contribuir al acceso universal, disminuir dependencia de combustibles tradicionales y diversificar la matriz energética.

- En el 2008 y 2009 se presentan la resolución AN N° 2060-Elec y la 2486-Elec, que especifica los procedimientos para la interconexión de pequeños sistemas fotovoltaicos (PSF) y pequeños sistemas eólicos (PSE) (de menos de 10kW) a las redes eléctricas de baja tensión de las empresas de distribución eléctrica.
- Ley 42 del 2011. Establece la política nacional sobre biocombustibles y energía eléctrica a partir de la biomasa en el territorio nacional.
- Ley 44 del 2011. Establece el régimen de incentivos para el fomento de la construcción y explotación de centrales eólicas destinadas a la prestación del servicio público de electricidad.
- Ley 37 de 2013. Establece las responsabilidades de la SNE y ETESA respecto al ingreso de generación solar y los contratos que se licitaran para cumplir con las metas de participación de energía solar en la matriz energética. Además, le asigna a ETESA la determinación de la capacidad máxima permitida por tecnología para su conexión al SIN.

Incentivos a las energías renovables (por fuente) y eficiencia energética

La mencionada Ley 45 del 2004, establece un régimen de incentivos para el fomento de sistemas de generación hidroeléctrica y de otras fuentes renovables con capacidad instalada menor o igual 20 MW. En particular define los siguientes incentivos:

- Los sistemas de menos de 10 MW no pagan cargos de transmisión y distribución y tendrán opción a compra-venta directa con las empresas distribuidoras, siempre que haya capacidad de contratación por parte de la distribuidora (de acuerdo con su obligación de contratar), y que la suma de la generación propia y las compras directas no exceda el 15% de la demanda máxima de generación atendida en el área de concesión de la distribuidora.
- Los sistemas de entre 10 y 20 MW quedan exonerados del pago de cargos de transmisión y distribución por los 10 MW iniciales durante los primeros 10 años de operación.
- Los sistemas de menos de 500 kW quedan exonerados del pago de impuestos de importación, aranceles, tasas, contribuciones y gravámenes y del impuesto de transferencia de bienes y prestación de servicios, que pudieran derivarse de la importación y/o compra de equipos y máquinas, materiales y repuestos necesarios para la construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones.
- Los sistemas de menos de 20 MW son afectos a un crédito fiscal de hasta un 25% de la inversión, asociado a la reducción de emisiones de dióxido de carbono. Este crédito puede ser aplicado al impuesto sobre la renta durante los primeros 10 años desde el inicio de ope-

ración.

Por otra parte, la Ley 44 del 2011 define incentivos similares a la anterior, entre las que se destacan las siguientes:

- ETESA tiene la responsabilidad de realizar actos de concurrencia para la compra de energía exclusivos para centrales eólicas, de los que resultan contratos de hasta 15 años de vigencia.
- Los sistemas de generación eólica quedan exonerados del pago de impuestos de importación, aranceles, tasas, contribuciones y gravámenes y del impuesto de transferencia de bienes y prestación de servicios, que pudieran derivarse de la importación y/o compra de equipos y máquinas, materiales y repuestos necesarios para la construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones.
- Los sistemas de generación eólica pueden hacer la depreciación acelerada del equipo destinado a la generación eólica para que la unidad neta de la empresa de generación resulte menos afectada.
- Los sistemas quedan exonerados del pago de todo gravamen impositivo nacional durante 15 años, aplicable a las actividades de producción de equipamiento de empresas de fabricación de equipos de generación eólica.

Para la energía solar, la Ley 37 de 2013, establece que ETESA tiene la responsabilidad de realizar actos de concurrencia para la compra de energía y/o potencia exclusivos para centrales solares, de los que resultan contratos de hasta 20 años de vigencia, y se aplican los mismos incentivos sobre impuestos y aranceles definidos para sistemas de generación eólica.

Barreras a la expansión de las energías renovables

Las barreras para la expansión de las energías renovables en el país recaen en la regulación, las instituciones, sociedad, financiamiento e infraestructura. A continuación, se describen las barreras identificadas.

i. Legales. El mercado eléctrico por muchos años mantuvo una matriz basada en la generación proveniente de hidroeléctricas y centrales térmicas. Lo anterior, incidió en un mayor desarrollo de normas y regulaciones que se ajustaran a esta composición de la matriz, dejando rezagado el marco normativo y regulatorio de otras tecnologías como las renovables no convencionales (solar, eólica y biomasa, entre otras).

ii. Por otra parte, se carece de una ley de concesiones integral que defina la planificación territorial y las condiciones para la aprobación de concesiones para la instalación de infraestructura en terrenos públicos y privados.

iii. Institucionales. Referidos principalmente con los atrasos que enfrentan los proyectos producto del tiempo invertido en la tramitación de permisos y coordinación con las autoridades locales.

iv. Técnicas. Las tecnologías como la eólica no proveen una suficiente compensación reactiva para mantener en niveles óptimos de estabilidad en la operación del sistema. Lo anterior limita la capacidad máxima por tecnología a menos que se incurra en inversiones en equipos de compensación reactiva.

v. Sociales. Referidas al rechazo de comunidades al desarrollo de proyectos ciertas áreas del país.

vi. Financieras. Los proyectos enfrentan impor-

tantes barreras para alcanzar el cierre financiero. Esta situación ocurre de forma recurrente para proyectos solares, eólicos, mini-hidro y biomasa, entre otras fuentes renovables no convencionales.

vii. Infraestructura. Relacionadas con la necesidad de expandir las redes de transmisión hasta las zonas con mayor potencial de energías renovables.



ARREGLOS INSTITUCIONALES

Separación de funciones

De acuerdo con la Ley No. 6 de 1997, las empresas que participan en el sector eléctrico sólo podrán desarrollar bajo un objeto social exclusivo las actividades de generación, transmisión y distribución o comercialización. La actividad de comercialización se realiza conjuntamente con la de distribución, salvo en el caso de generadores que vendan energía a grandes clientes en el mercado mayorista. En ese caso, éstos pueden comercializar la energía directamente. Las actividades de transmisión y de operación integrada del sistema son responsabilidad de la empresa pública ETESA. El Centro Nacional de despacho (CND), dependiente de ETESA, se encarga de la planificación de la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), del despacho económico de la energía a mediano y corto plazo, de la coordinación de los mantenimientos, de la coordinación de la operación de los intercambios internacionales y de la supervisión y control de los equipos dependientes del SIN. En algunos casos la actividad de distribución se puede realizar conjuntamente con las actividades de transmisión y generación, siempre y cuando se realice una separación contable y de gestión. Esta particularidad aplica para sistemas aislados con una demanda máxima de 50 MW, en los que una sola empresa puede realizar labores de generación, transmisión y distribución; y las empresas distribuidoras tienen el control directo o indirecto de plantas de generación hasta un máximo de 15% de la demanda en su zona de concesión. Por último, la regulación del sector es manejada por la Autoridad Nacional de Servicios Públicos (ASEP) que regula cada una de las actividades del sector.

Formulación de políticas

La Secretaría Nacional de Energía (SNE) es el ente encargado de formular las políticas y estrategias en el sector eléctrico. El objetivo de la SNE contempla establecer y promover la política energética del país, donde la definición de los elementos que abarca la política energética incluye: garantizar la seguridad de suministro; promover el uso sostenible de la energía y desarrollo de las energías renovables; apoyar la implementación de la interconexión eléctrica regional y cumplir con los compromisos del tiempo de mitigación y adaptación al cambio climático.

Supervisión del sector

La ASEP se encarga de supervisar y regular las actividades del sector eléctrico, establecer metodologías para la fijación de la tarifa, emitir regulaciones y otorgar licencias y concesiones.

El Centro Nacional de Despacho (CND) ejerce también la función de supervisar las transacciones del mercado de contratos y del ocasional, la liquidación de las transacciones internacionales de Panamá, así como los pagos o cobros de Panamá al Ente Operador Regional (EOR).

Por último, la Autoridad Nacional del Ambiente (ANAM) se encarga de supervisar y regular la explotación de los recursos naturales y del medioambiente, y busca asegurar el cumplimiento y aplicación de las leyes y políticas medioambientales.



VII. REFERENCIAS

- ACADEMIA, 2017. Situación del sector y las tarifas eléctricas en Costa Rica.
- ACESOLAR, 2017. Estudio del potencial solar en Costa Rica. 2016.
- Banco Mundial, 2017. Plan de Inversión-Nicaragua (PINIC) del programa SREP.
- BEL, 2017. Customer Classifications. Belize Electricity Limited.
- CENCE, 2017. Centro Nacional de Control de Energía. Instituto Costarricense de Electricidad.
- CICIH, 2017. Cámara de Industria y Comercio Italo-Hondureña.
- CND, 2017. Informe de generación mensual 2016. Centro Nacional de Despacho. Empresa de Transmisión Eléctrica S.A.
- CNE, 2017. Mercado de Contratos. Consejo Nacional de Energía.
- CNE, 2017. Proyecto del Plan Maestro para el Desarrollo de Energías Renovables. Capítulo 4.
- CNFL, 2017. Servicios Residenciales. Compañía Nacional de Fuerza y Luz S. A.
- CRIE, 2017. Informe Anual del Mercado Eléctrico Regional 2015.
- ENEE, 2017. Empresa Nacional de Energía Eléctrica.
- ENERGIZA, 2017. Barreras a la penetración de las energías renovables en América Latina.
- ETESA, 2017. Pliego Tarifario.
- FONAC, 2017. Foro Nacional de Convergencia.
- FUNIDES, 2017. Coyuntura Económica. Nicaragua. Primer Informe 2016.
- GAS NATURAL FENOSA, 2017. Tarifa para clientes regulados.
- GWP, 2017. Recurso Hídrico en Costa Rica. Global Water Partnership Central America.
- IAIP, 2017. Instituto de Acceso a la Información Pública.
- ICE, 2017. Informes Técnicos. Informes Mensuales. Instituto Costarricense de Electricidad. 2016.
- ICE, 2017. Tarifas del ICE. Instituto Costarricense de Electricidad.
- IMN, 2017. Atlas climatológico. Instituto Meteorológico Nacional de Costa Rica.
- MEM, 2017. Descripción general del Mercado Eléctrico de Nicaragua. Ministerio de Energías y Minas.
- MINAE, 2017. VII Plan de energía Nacional 2015-2030. 2015.
- OLADE, 2017. Costa Rica. Final Report. Product 1: Renewable Technological Base Line. Product 2: State of Art. Observatory of Renewable Energy in Latin America and the Caribbean.
- OLADE, 2017. Costa Rica. Final Report. Product 3: Financial Mechanism. Observatory of Renewable Energy in Latin America and the Caribbean.
- PCR, 2017. Informe Sectorial. El Salvador: Sector Eléctrico.
- SIGET, 2017. Tarifas de Electricidad. Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones.
- UNDP, 2017. Plan energético Nacional 2015-2050.
- ASEP, 2016. Datos relevantes del mercado eléctrico panameño. De enero a diciembre 2016. Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.
- BEL, 2016. Current Rate Schedule 2016.
- BLP, 2016. Energía renovable en Nicaragua, oportunidades y beneficios. 2016.
- CEPAL, 2016. Propuesta metodológica para la elaboración de planes nacionales de eficiencia energética para los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA) 2016.
- CIER, 2016. Tarifas eléctricas para clientes regulados 2015.
- CNEE, 2016. Guía del Inversionista.
- INE, 2016. Estadísticas del sector eléctrico 2015 y 2016. Instituto Nicaragüense de Energía.

- INE, 2016. Pliego tarifario de diciembre 2016 Aplicado. Dirección General de Electricidad.
- MEM, 2016. Las energías renovables en la generación eléctrica en Guatemala.
- CEPAL, 2015. Estadística del sector eléctrico de los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA) 2011 - 2015.
- CNE, 2015. Resumen anual del mercado eléctrico 2015.
- CNE, 2015. Sector Eléctrico de El Salvador 2015.
- Idom Ingeniería, S.A. de C.V. y Fundación Tecnalia Research & Innovation, 2015. Proyecto de Energías Renovables en Centroamérica (Belice).
- Idom Ingeniería, S.A. de C.V. y Fundación Tecnalia Research & Innovation, 2015. Proyecto de Energías Renovables en Centroamérica (El Salvador).
- Idom Ingeniería, S.A. de C.V. y Fundación Tecnalia Research & Innovation, 2015. Proyecto de Energías Renovables en Centroamérica (Guatemala).
- Idom Ingeniería, S.A. de C.V. y Fundación Tecnalia Research & Innovation, 2015. Proyecto de Energías Renovables en Centroamérica (Honduras).
- Idom Ingeniería, S.A. de C.V. y Fundación Tecnalia Research & Innovation, 2015. Proyecto de Energías Renovables en Centroamérica (Panamá).
- IRENA, 2015. Energías Renovables en América Latina 2015. Sumario de Políticas.
- REEGLE, 2015. Energy Profile Panamá. 2015.
- REEGLE, 2015 Energy Profile Costa Rica. 2015.
- REEGLE, 2015. Energy Profile Belize.
- OLADE, 2014. Modelos de mercado, regulación económica y tarifas en el sector eléctrico de Nicaragua. 2014. Organización Latinoamericana de Energía.
- ESTPU, 2013. National Energy Policy Framework 2012.
- OLADE, 2013. La tarifa social de la energía en América Latina y el Caribe.
- Wordwatch Institute, 2013. La ruta hacia el futuro para la energía renovable en Centroamérica.
- CRE, 2012. Mercados eléctricos en LAC: Desarrollo hidroeléctrico.
- OLADE, 2011. Nicaragua. Informe Final. Producto 1: Línea Base de las Tecnologías Energéticas, Producto 2: Estado del Arte y Producto 3: Mecanismos Financieros. Observatorio de Energías Renovables en América Latina y el Caribe.
- ASAMBLEA, 2011. El sector eléctrico en Costa Rica. 2011.
- Santizo, Miguel Antonio 2011. Esquema de Subsidios de las tarifas de electricidad en Guatemala. CNEE, Departamento de Ajustes Tarifarios.
- CEPAL, 2004. Fuentes Renovables de Energía en América Latina y el Caribe.
- Public Utilities Commission, 2003. Electricity Act. Chapter 221. Revised Edition.
- ASEP, 2001. Porcentaje de aporte al subsidio y subsidio aplicado a los clientes de acuerdo con la ley de 7 de febrero de 2001.
- CEPAL, 2000. Belice: Escenarios para la integración eléctrica con los países Vecinos. 2000. Comisión Económica para América Latina y el Caribe.

