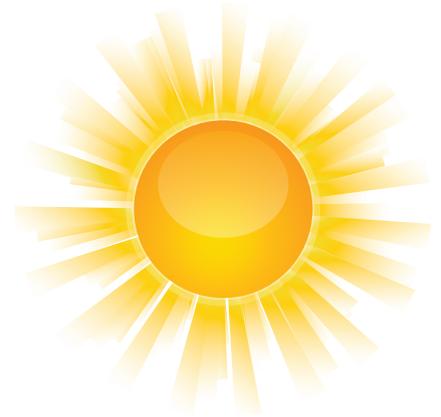


EVALUACIÓN  
DEL ESTADO DE PREPARACIÓN  
DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

# PANAMÁ



## © IRENA 2018

A menos que se especifique lo contrario, el material de esta publicación puede usarse, compartirse, copiarse, reproducirse, imprimirse o almacenarse libremente, siempre que se reconozca adecuadamente a IRENA como fuente y titular de los derechos de autor. El material contenido en esta publicación atribuido a terceros puede estar sujeto a condiciones de uso y restricciones independientes, y deberán obtenerse los permisos adecuados de dichos terceros antes de cualquier uso de ese material.

ISBN 978-92-9260-068-6

Este documento es una traducción del documento original en idioma inglés, IRENA (2018), *Renewables Readiness Assessment, Panama*, Abu Dhabi (ISBN 978-92-9260-067-9)

## Cita de referencia

IRENA (2018), *Evaluación del Estado de Preparación de las Energías Renovables Panamá*, Agencia Internacional de Energías Renovables, Abu Dhabi.

## Acerca de IRENA

La Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, por sus siglas en inglés) es una organización intergubernamental que apoya a los países en su transición hacia un futuro energético sostenible, y actúa como la principal plataforma de cooperación internacional, centro de excelencia y repositorio de conocimiento sobre políticas, tecnologías, recursos y financiación de las energías renovables. IRENA promueve la adopción generalizada y el uso sostenible de todas las formas de energía renovable, incluyendo bioenergía, geotérmica, hidroeléctrica, marina, solar y eólica para lograr el desarrollo sostenible, el acceso a la energía, la seguridad energética y una prosperidad y un crecimiento económicos bajos en carbono.

## Agradecimientos

El presente informe fue preparado por IRENA en colaboración estrecha con el Gobierno de Panamá, representado por la Secretaría Nacional de Energía (SNE). Especial agradecimiento merecen funcionarios de Panamá, pertenecientes a la Empresa de Transmisión Eléctrica (ETESA), el Centro Nacional de Despacho (CND) y la Autoridad Nacional de Servicios Públicos (ASEP). Este informe se benefició de la contribución de diversos expertos, principalmente de Fernando Díaz (SNE), Francisco Gafaro (antiguo funcionario de IRENA), Cletus Springer (Organización de los Estados Americanos (OEA) y Hugo Ventura (Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL)). Colegas de IRENA, que incluyen a Vanessa Interiano, Tomas Jil, Mohammed Nababa, Hameed Safiullah y Dennis Volk, también contribuyeron con orientación y aportes valiosos.

**Colaboradores:** Chris Marshall (IRENA), Gurbuz Gonul (IRENA), Fabian Barrera (IRENA), Rubén Contreras Lisperguer (antiguo funcionario de IRENA) y Harmodio Arauz (consultor).

Para más información o para enviar sus comentarios: [publications@irena.org](mailto:publications@irena.org)

Este informe se puede descargar en: [www.irena.org/publications](http://www.irena.org/publications)

## Exención de responsabilidad

Esta publicación y el material que figura en ella se presentan en el estado en que se encuentran. IRENA ha tomado todas las precauciones razonables para verificar la fiabilidad del material presentado en esta publicación. Sin embargo, ni IRENA ni ninguno de sus funcionarios, agentes, proveedores de datos u otros contenidos de terceros ofrecen ninguna garantía, ya sea explícita o implícita, ni aceptan responsabilidad u obligación alguna por consecuencias derivadas del uso de la publicación o el material que contiene.

La información aquí contenida no representa necesariamente los puntos de vista de los miembros de IRENA. La mención de empresas específicas o ciertos proyectos o productos no significa que IRENA los respalde o recomiende con preferencia sobre otros de naturaleza similar que no estén mencionados. Las denominaciones empleadas y la presentación de material en la presente publicación no implican la expresión de ninguna opinión por parte de IRENA sobre la condición jurídica de ningún país, territorio o ciudad o zona, ni de sus autoridades, ni en relación con la delimitación de sus fronteras o límites.

EVALUACIÓN  
DEL ESTADO DE PREPARACIÓN  
DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

PANAMÁ

# PRÓLOGO

del Secretario  
de Energía



La energía hidroeléctrica es la principal fuente de energía renovable en Panamá, cuyo desarrollo fue inicialmente planificado y ejecutado únicamente por una empresa estatal, integrada verticalmente. En los últimos 20 años hemos desarrollado un mercado caracterizado por la competencia, cuyos actores han invertido más de 6 mil millones de balboas para sacar adelante. Los resultados son satisfactorios y el sector de suministro de energía eléctrica respalda nuestra creciente economía.

En los últimos años, nuestra matriz energética se ha visto reforzada por el despliegue de otras tecnologías renovables no convencionales. Desde 2014, las inversiones en energía solar y eólica han aumentado considerablemente.

Hoy, más de dos tercios de la generación eléctrica nacional proviene de fuentes limpias, principalmente gracias al aporte de la energía hidroeléctrica. Nuestro país cuenta con el parque eólico más grande de la región, y la generación solar, aunque todavía modesta, comienza a despegar rápidamente. Un factor clave de esta tendencia es la disminución en los precios de las tecnologías renovables, lo que nos reta a implementar una planificación adecuada de manera que las renovables puedan competir en igualdad de condiciones con las energías convencionales.

En este contexto, velamos por cumplir los compromisos adquiridos en el Acuerdo de París y la lucha contra el cambio climático.

Panamá ha trabajado de cerca con IRENA en la preparación de esta Evaluación del Estado de Preparación de las Energías Renovables (RRA) la cual nos permitirá determinar los ajustes necesarios para que nuestro sistema incorpore con éxito las tecnologías renovables.

El objetivo es mantener el ritmo de crecimiento del sector eléctrico en un ambiente competitivo y transparente. Esto incluye un aumento en la inversión privada, bajo políticas sanas, sin subsidios, y evitando cualquier acción que distorsione los precios del mercado.

Panamá ha participado activamente en IRENA desde sus inicios, pues estamos convencidos de que esta alianza nos va a señalar el camino hacia un futuro desarrollo energético.

Agradecemos a todos los colaboradores nacionales e internacionales, por su apoyo en la preparación y revisión de este documento, que estamos seguros beneficiará a toda la región.

**Victor Carlos Urrutia**  
**Secretario de Energía**  
**República de Panamá**

# PRÓLOGO

del Director General  
de IRENA



Al igual que muchos países de América Central, Panamá enfrenta los desafíos de una población en crecimiento y un aumento en la demanda de energía para impulsar su crecimiento económico. El petróleo y sus derivados representan alrededor de dos tercios del suministro de energía primaria, lo cual hace a esta nación vulnerable a la volatilidad de los precios mundiales y al aumento de los costos de importación del combustible. Al mismo tiempo, el creciente impacto del cambio climático ha provocado sequías y afectado los recursos hidroeléctricos del país.

Para enfrentar estos desafíos, el Plan Energético Nacional de Panamá 2015-2050 ha comenzado a impulsar el sector hacia una combinación energética más diversa que aprovechará al máximo el gran potencial de recursos de energía renovable con los que cuenta el país. Un elemento primordial del plan es una expansión masiva en el uso de energía solar fotovoltaica y eólica. Estas fuentes, combinadas con la energía hidroeléctrica, podrían representar el 77% de la capacidad de energía instalada para 2050.

El plan tiene además el ambicioso objetivo de suministrar el 70% de la combinación energética nacional con renovables para 2050, y puede ser utilizado como una hoja de ruta a largo plazo para la transición a un futuro de energía sostenible.

Esta Evaluación del Estado de Preparación de las Energías Renovables (RRA), llevada a cabo por la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) en estrecha cooperación con el Gobierno de Panamá, examina el sector energético de manera integral e identifica acciones clave para expandir el desarrollo de renovables de corto a mediano plazo.

Panamá también es el país piloto de la iniciativa del Corredor Centroamericano de Energía Limpia (CECCA) de IRENA, que busca acelerar el despliegue de renovables a nivel regional. En consecuencia, esta evaluación RRA examina los procedimientos operativos y de planificación del sistema nacional de energía, junto con los incentivos regulatorios y financieros existentes para el desarrollo de energía renovable variable en el mercado eléctrico nacional y regional.

Desde 2011, se han llevado a cabo evaluaciones RRA en más de 30 países de África, el Caribe, América Latina, Oriente Medio y la región de Asia y el Pacífico. Esto ha contribuido a un mayor intercambio de conocimientos e incentivado cooperación internacional para promover tecnologías de energía renovable limpias y locales.

Quisiera agradecer al Secretario de Energía, Dr. Urrutia, y al personal de la Secretaría Nacional de Energía de Panamá por su apoyo en la preparación de este estudio. De igual manera, los conocimientos de otras agencias gubernamentales y partes interesadas han enriquecido aún más los hallazgos. IRENA espera trabajar con todos ellos, así como con instituciones regionales y agencias de desarrollo, para traducir estas recomendaciones en iniciativas prácticas sobre el terreno que promuevan las energías renovables como un elemento clave para el desarrollo socioeconómico sostenible y equitativo.

Confío en que la evaluación RRA y sus recomendaciones guiarán a Panamá en la adopción de soluciones de energía renovable. En IRENA estamos listos para asistir al país en su transición a un futuro de energía sostenible.

**Adnan Z. Amin**  
**Director General**  
**Agencia Internacional de Energías Renovables**

# ÍNDICE

FIGURAS	VIII
TABLAS	VIII
RECUADROS	VIII
ABREVIATURAS	IX
RESUMEN EJECUTIVO	XI
<b>I. INTRODUCCIÓN</b>	<b>1</b>
1.1 Antecedentes del país	1
1.2 Evaluación del Estado de Preparación de las Energías Renovables en Panamá	2
<b>II. CONTEXTO ENERGÉTICO</b>	<b>3</b>
2.1 Suministro y demanda de energía	3
2.2 Instituciones clave en el sector energético	10
2.3 Panorama general del sector energético	12
• Regulación del sistema energético	14
• Sistema de transmisión y distribución	17
• Operación del sistema energético	18
• Planificación operativa del sistema energético	18
• Planificación de la infraestructura	19
• Transacciones en el mercado de la electricidad	19
• Tarifas de electricidad	21
2.4 Transacciones eléctricas transfronterizas	22
• El Tratado Marco	22
• Transacciones en el MER	23
2.5 Marco de políticas energéticas y normatividad	25
• Política energética nacional	25
• Plan Energético Nacional 2015-2050	25

<b>III.</b>	<b>DESARROLLO DE ENERGÍAS RENOVABLES</b>	<b>29</b>
3.1	Potencial y desarrollo de recursos de energía renovable	<b>29</b>
	• Energía hidroeléctrica	29
	• Energía eólica	29
	• Energía solar	32
	• Energía geotérmica	33
	• Biomasa	33
	• Energía marina	33
3.2	Política de energías renovables y esquemas de apoyo	<b>34</b>
3.3	Investigación y desarrollo de la energía renovable	<b>35</b>
<b>IV.</b>	<b>DESAFÍOS Y RECOMENDACIONES</b>	<b>37</b>
4.1	Panorama general	<b>37</b>
4.2	Desafíos y recomendaciones clave	<b>38</b>
	• Incentivos regulatorios y financieros para energías renovables variables	38
	• Planificación del sistema energético con altos porcentajes de energías renovables variables	39
	• Nuevas prácticas operativas para el sistema energético	39
	• Desarrollo de una fuerza de trabajo para energías renovables	39
	• Un plan a largo plazo para la movilidad eléctrica y el acoplamiento de sectores.	40
	• Interfaz entre los mercados eléctricos nacional y regionales	40
	<b>REFERENCIAS</b>	<b>42</b>
	<b>ANEXOS</b>	<b>44</b>
	Anexo I. Centrales eléctricas en operación en Panamá (2017)	<b>44</b>
	Anexo II: Tarifas eléctricas semestrales para clientes regulados (hasta el 30 de junio de 2018)	<b>46</b>

## FIGURAS

Figura 1.	PIB de Panamá (2000-2016)	1
Figura 2.	Suministro total principal de energía de Panamá (porcentaje por fuente, 1986-2016)	3
Figura 3.	Consumo total final de energía por sectores (1990-2014)	4
Figura 4.	Consumo total final de electricidad y proporción de electricidad en el suministro total de energía (1998-2014)	5
Figura 5.	Proporción del consumo de electricidad por sector (2014)	5
Figura 6.	Consumo final de energía: sector residencial (2000-2014)	6
Figura 7.	Tasa de crecimiento de la flota de vehículos en Panamá (2012-2015)	7
Figura 8.	Consumo de energía en el sector industrial, Panamá (2000-2014)	8
Figura 9.	Consumo de electricidad en el sector comercial y público (2000-2014)	9
Figura 10.	Pérdidas anuales de distribución (2001-2016)	11
Figura 11.	Demanda máxima de electricidad en Panamá (1988-2017)	12
Figura 12.	Capacidad de energía instalada en Panamá (2011-2016)	13
Figura 13.	Generación bruta de electricidad en Panamá por fuente de energía (2000-2016)	13
Figura 14.	Sistema de transmisión y distribución en Panamá	18
Figura 15.	Promedio anual histórico del CMS (1999-2017)	20
Figura 16.	Ubicación geográfica de la línea del SIEPAC	22
Figura 17.	Transacciones mensuales de inyección del SIEPAC (2013-2016)	24
Figura 18.	Proporción de exportación e importación de electricidad como porcentaje de la generación total de electricidad en Panamá (2005-2016)	24
Figura 19.	Escenario de referencia: distribución del consumo de electricidad (2014 comparado con 2050)	26
Figura 20.	Escenario de referencia: capacidad instalada de la electricidad (2014-2050)	26
Figura 21.	Escenario alternativo: distribución del consumo de electricidad (2014 comparado con 2050)	27
Figura 22.	Escenario alternativo: capacidad instalada de electricidad (2014-2050)	28
Figura 23.	Evaluación de los recursos eólicos en Panamá	30
Figura 24.	Análisis de idoneidad para la energía eólica conectada a la red (resolución de 1 km)	30
Figura 25.	Análisis de idoneidad para la energía eólica descentralizada (resolución de 1 km)	31
Figura 26.	Análisis de idoneidad para la energía solar conectada a la red (resolución de 1 km)	32
Figura 27.	Análisis de idoneidad para la energía solar descentralizada (resolución de 1 km)	32

## RECUADROS

Recuadro 1	Descripción de la potencia firme para las ERV	14
Recuadro 2	Inversión en el sector eléctrico y el papel de los PPA	16
Recuadro 3	Atlas Global para Energías Renovables	31

## TABLAS

Tabla 1	Capacidad instalada y potencia firme por tipo de generación	15
Tabla 2	Horas anuales con valores CMS menores a 10 USD	38

# ABREVIATURAS

ASEP:	Autoridad Nacional de los Servicios Públicos
CC:	corriente continua
CDMER:	Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional
CECCA:	Corredor Centroamericano de Energía Limpia (por sus siglas en inglés, Clean Energy Corridor of Central America)
CMS:	Costo marginal del sistema
CND:	Centro Nacional de Despacho
CO <sub>2</sub> :	Dióxido de carbono
CRIE:	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
DT:	Derecho de transmisión
EDECHI:	Empresa de Distribución Eléctrica de Chiriquí, S.A.
EDEMET:	Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A.
EGESA:	Empresa de Generación Eléctrica, S.A.
ENSA:	Empresa de Distribución Eléctrica del Noreste
EOR:	Ente Operador Regional
EPR:	Empresa Propietaria de la Red
ERV:	Energías Renovables Variables
ETESA:	Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.
GEI:	Gas de efecto invernadero
GLP:	Gas licuado de petróleo
GW:	gigavatio
GWh:	gigavatio por hora
ICP:	Interconexión Eléctrica Colombia-Panamá, S.A.
IRENA:	Agencia Internacional de Energías Renovables
kboe:	miles de barriles equivalente de petróleo
km:	kilómetro
km <sup>2</sup> :	kilómetro cuadrado
kV:	kilovoltio
kW:	kilovatio
kWh:	kilovatio por hora
m/s:	metros por segundo
m:	metro
MEN:	Mercado Eléctrico Nacional
MER:	Mercado Eléctrico Regional
MW:	megavatio
MWh:	megavatio por hora
NDC:	Contribución Nacionalmente Determinada (siglas en inglés)
PEN 2015-2050:	Plan Energético Nacional 2015-2050
PIB:	Producto Interno Bruto
PIMUS:	Planes Integrales de Movilidad Urbana Sostenible
PPA:	Acuerdo de compra de energía (por sus siglas en inglés, Power Purchase Agreement)
PSSE:	Simulación del Sistema de Energía para Ingeniería
RRA:	Evaluación del Estado de Preparación de las Energías Renovables
SIEPAC:	Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central
SIN:	Sistema Interconectado Nacional
SNE:	Secretaría Nacional de Energía
T&D:	Transmisión y distribución
UP:	Universidad de Panamá
UTP:	Universidad Tecnológica de Panamá
V:	voltio



Proyectos eólicos Penonomé I y II ubicados en la costa sur de Panamá

Fotografía: Shutterstock

## RESUMEN EJECUTIVO

Panamá depende en gran medida de combustibles fósiles, que históricamente han representado aproximadamente dos tercios del suministro total de energía primaria. Hasta hace poco, el sector nacional del transporte dependía casi por completo del petróleo y sus derivados. Simultáneamente, la demanda de energía en el país ha seguido aumentando, alcanzando una cifra record de más de 1.600 megavatios (MW) en 2015.

Para responder a este crecimiento, Panamá introdujo energía eólica y solar fotovoltaica (FV) en 2013, la cual alcanzó 270 MW y 90 MW de capacidad instalada en 2016, respectivamente. Sin embargo, la generación impulsada por combustibles fósiles a partir del carbón, el petróleo y sus derivados seguía representando casi un tercio de la producción de energía en 2016, y hay planes en marcha para agregar energía generada por combustión de gas natural en los próximos años. Estos desarrollos hacen incierta la transición de Panamá a un futuro energético sostenible.

Sin embargo, en marzo de 2016, el Gobierno de Panamá aprobó el Plan Energético Nacional 2015-2050 (PEN 2015-2050) como una hoja de ruta a largo plazo para diversificar el sector energético y avanzar en el acceso a la energía, la eficiencia energética, la seguridad energética y la descarbonización del sistema de energía en general. El plan compara un escenario “sin cambios” con otro escenario alternativo y ambicioso, e identifica que bajo el escenario habitual, la trayectoria de crecimiento en la demanda de Panamá conduciría a una mayor proporción de carbón en la combinación energética para la generación eléctrica en el año 2050. El escenario alternativo, en contraste, sugiere que la energía renovable podría alcanzar el 70% del suministro eléctrico en los próximos 35 años, y simultáneamente responder efectivamente al aumento de la demanda. Adicionalmente, bajo este escenario, una ampliación de la energía solar fotovoltaica (FV) y la energía eólica, combinada con energía hidroeléctrica, representaría el 77% de la capacidad de potencia eléctrica instalada en 2050.

Alcanzar este futuro energético requeriría la explotación del vasto potencial de energía renovable de Panamá, que incluye recursos tales como energía hidroeléctrica, eólica, solar, geotérmica, marina y biomasa (bagazo, cáscara, leña, carbón, turba y bioetanol). A pesar de los abundantes recursos de energía renovable, las compañías solares y eólicas en Panamá enfrentan desafíos económicos, dado que el modelo actual de mercado de energía se basa en fuentes convencionales como generación térmica e hidroeléctrica y no reconoce las características únicas para la generación de energías renovables variables (ERV). En este sentido, es necesario hacer ajustes a la regulación del sector eléctrico para garantizar que las energías renovables variables compitan en igualdad de condiciones con las fuentes de generación convencionales.

Los altos porcentajes de energía solar y eólica en la red eléctrica previstos en el PEN 2015-2050, requerirá importantes mecanismos de flexibilidad en el sistema eléctrico. Estas medidas, sumadas a prácticas operativas y de planificación actualizadas, pueden contribuir a garantizar una integración confiable de ERV de manera rentable.

La presente Evaluación del Estado de Preparación de las Energías Renovables (RRA, por sus siglas en inglés) identifica varios retos que deben abordarse eficazmente para continuar utilizando los recursos de energía renovable locales e integrar las crecientes proporciones de energía solar y eólica en el sistema eléctrico panameño. Con este fin, presentamos al Gobierno de Panamá las siguientes recomendaciones para su consideración en el desarrollo de políticas y regulaciones para su sistema energético.

## RECOMENDACIONES

### 1. **Evaluar los incentivos regulatorios y financieros para el desarrollo de ERV.**

El mercado de la energía eléctrica en Panamá se ha estructurado en torno a la operación de su generación hidroeléctrica y térmica, en el cual los generadores son recompensados sobre la base de una definición desactualizada de la potencia firme. Para lograr que las energías renovables compitan en igualdad de condiciones frente a la generación convencional, particularmente en el mercado mayorista, las condiciones actuales del marco regulador deben ajustarse teniendo en cuenta las características únicas de las ERV para incentivar nuevos desarrollos de energía eólica y solar fotovoltaica.

Evaluar detalladamente los incentivos a la inversión para proyectos de energía eólica y solar fotovoltaica, tanto en las condiciones actuales como en las condiciones esperadas del mercado, permitirá a Panamá identificar los factores que influyen negativamente la inversión y las respuestas regulatorias necesarias. Dada la importancia de los acuerdos de compra de energía (PPAs, por sus siglas en inglés) para la energía solar y eólica, esta evaluación debe tener en cuenta posibles ajustes a la compensación por la reducción de generadores renovables, un nuevo cálculo de los niveles de remuneración relacionados con PPAs y una definición actualizada de potencia firme que incorpore la producción de energía renovable variable. La evaluación debe presentar soluciones viables que ayuden a fortalecer la inversión sin comprometer el funcionamiento eficiente del mercado eléctrico panameño.

### 2. **Desarrollar una estrategia nacional para mejorar la planificación y modelado del sistema eléctrico con una mayor penetración de ERV.**

De cara al futuro, la planificación del sistema eléctrico seguirá siendo fundamental en el cambiante sector energético de Panamá, ya que los planificadores deben hacer frente a la creciente variabilidad de la alta penetración prevista para la generación solar y eólica hasta el 2050. Sin los análisis cuantitativos tecno-económicos necesarios para guiar dicha planificación, la expansión de renovables puede sufrir demoras, los costos de desarrollo de infraestructura de la red pueden asignarse de manera ineficiente y la operación del sistema eléctrico puede verse comprometida.

En respuesta a estos desafíos, Panamá debe desarrollar un plan integral para definir escenarios de transición a largo plazo y acciones a corto plazo. Esto ayudará a alinear el desarrollo de la red eléctrica con el desarrollo de nueva generación de ERV. Este plan puede ayudar también a racionalizar la gestión de conexiones pendientes, reducir o evitar interrupciones en la generación de energías renovables, respaldar el uso eficiente de la línea regional SIEPAC (Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central) y reducir los costos generales del sistema eléctrico.

### 3. **Identificar nuevas prácticas operativas para aumentar la flexibilidad y confiabilidad de la red con porcentajes crecientes de ERV.**

Las operaciones del sistema eléctrico de Panamá aún reflejan en gran medida un “viejo paradigma” de unidades de generación centralizadas y despachables. Sin embargo, debido a las condiciones únicas de las energías renovables variables, la integración confiable de las fuentes solares y eólicas en la red eléctrica requiere modificaciones en los procedimientos operativos del Centro Nacional de Despacho (CND), además de medidas que permitan mayor flexibilidad. Estas incluyen técnicas mejoradas de pronóstico, mejores servicios auxiliares, programación más flexible de las prácticas de generación y despacho de carga, y una mejor gestión de reservas, entre otras áreas.

Una evaluación exhaustiva de las nuevas prácticas operativas identificaría con mayor precisión las opciones de flexibilidad necesarias para la operación confiable del sistema eléctrico con una mayor penetración de energía solar y eólica.

La Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), a través de su trabajo con el CND, bajo la iniciativa del Corredor Centroamericano de Energía Limpia (CECCA, por sus siglas en inglés),<sup>1</sup> ha identificado potenciales actualizaciones adicionales relacionadas con la operación del sistema eléctrico en Panamá. Estas actualizaciones incluyen: automatización del análisis de seguridad del sistema mediante el uso de un software que permita chequeos de seguridad más cercanos y en tiempo real, con el objetivo de reducir la restricción de ERV debida a la congestión de la red; cálculo de la capacidad de transmisión más cercana al tiempo real y teniendo en cuenta los pronósticos de producción eólica y solar para minimizar la restricción; y capacitación sobre los impactos de las ERVs en los análisis de estabilidad transitoria y de frecuencia.

<sup>1</sup> IRENA creó el Corredor Centroamericano de Energía Limpia (CECCA) para acelerar el desarrollo y el comercio transfronterizo de energía renovable en América Central, en línea con el Comunicado de Abu Dhabi sobre Aceleración del Consumo de Energía Renovable en América Latina (2015).

#### **4. Evaluar las interfaces regulatorias entre el Mercado Eléctrico Nacional (MEN) y el Mercado Eléctrico Regional (MER).**

Con su conexión al SIEPAC, Panamá participa en el MER con otros cinco países de América Central. Sin embargo, debido a la falta de armonización entre las reglas y metodologías, por ejemplo en los códigos de red, el MER no funciona de manera totalmente eficiente y no es utilizado en todo su potencial. Además, existen brechas institucionales entre las distintas jurisdicciones y el mercado regional. En este sentido, se requieren reglas de mercado más flexibles, incluida la asignación de derechos de transmisión para garantizar firmeza a través de los múltiples recursos del MER, en lugar del enfoque actual que permite solo transacciones limitadas a corto plazo.

Si Panamá realiza una evaluación de las interfaces reguladoras entre el MEN y el MER, podría asesorar sobre posibles soluciones a los desafíos actuales, tales como los problemas de transferencia de energía en el MER, los valores de diseño de la red y el despacho regional subóptimo que se presenta cuando la energía está “atrapada” en mercados nacionales debido a restricciones de transmisión.

Los temas clave que requieren un análisis a fondo incluyen: la definición de potencia firme y su equivalencia con la capacidad firme a nivel nacional; la autorización del derecho de transmisión y del contrato firme a largo plazo; la creación de un mercado intradiario para ajustar los volúmenes de energías renovables variables; el concepto de servicio interrumpible bajo contrato firme a nivel nacional; y la verificación de los límites de capacidad de la línea de transmisión SIEPAC, según lo diseñado.

#### **5. Establecer las necesidades educación y entrenamiento de la mano de obra en Panamá para alcanzar el objetivo de energía renovable 2050.**

Para lograr un 70% de energía renovable en el suministro energético de Panamá para el año 2050, como se prevé en el PEN 2015-2050, será indispensable contar con una mano de obra calificada que ofrezca soporte al creciente mercado nacional de energía solar fotovoltaica y eólica. Evaluar la mano de obra nacional disponible y las necesidades de personal proyectadas puede contribuir a ajustar los programas educativos existentes, así como a desarrollar nuevos programas de capacitación para establecer la fuerza de trabajo necesaria para el despliegue de las energías renovables.

Para determinar con precisión la mano de obra requerida, la evaluación debe incluir una encuesta sobre la educación y capacitación para renovables disponible en Panamá en la actualidad; la gama de trabajos disponibles en el sector; y los tipos de capacitación y certificaciones requeridas por los empleadores. De esta manera podrían crearse o expandirse programas de educación y capacitación alineados a los objetivos del PEN 2015-2050.

#### **6. Desarrollar un plan a largo plazo para la movilidad eléctrica y el acoplamiento sectorial.**

El sector del transporte en Panamá ha dependido tradicionalmente de combustibles fósiles; sin embargo, con la expansión del Metro de Panamá, se ha iniciado la electrificación del transporte a nivel nacional. Para adaptar el sistema energético de Panamá a este paradigma en evolución, se requiere un plan integral que adopte un enfoque de acoplamiento sectorial entre el sector eléctrico y el sector del transporte, considerando la expansión de líneas de metro, vehículos eléctricos de pasajeros y autobuses eléctricos.

Desarrollar un Plan de Movilidad Urbana integral para Panamá basado en la electrificación del transporte contribuiría a acelerar el uso de energía renovable en la combinación energética del sistema eléctrico, reduciría los problemas de transporte que actualmente afectan a Panamá (tales como: altos niveles de congestión, planificación urbana, disponibilidad limitada de transporte público), apoyaría la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> y eliminaría la dependencia actual del sector en combustibles fósiles.

Simultáneamente, el subsidio al gas licuado de petróleo (GLP) para cocinar limita la utilización de cocinas eléctricas y, por consiguiente, el cambio en la demanda de energía residencial y comercial del sector de combustibles fósiles al sector eléctrico. Cambiar este perfil de demanda brindaría la oportunidad de satisfacer la demanda aumentada en los sectores de uso final con generación solar y eólica, en línea con los objetivos del escenario alternativo previsto en el PEN 2015-2050.

En este sentido, se deben examinar políticas en los sectores residencial y comercial, que puedan modificar o eliminar los subsidios para el GLP. Este proceso debe comparar los verdaderos costos de cocinar con GLP y los costos de usar cocinas eléctricas que se despliegan conjuntamente con un alto porcentaje de energía renovable.



Horizonte de la Ciudad de Panamá  
Fotografía: Shutterstock

# I. INTRODUCCIÓN

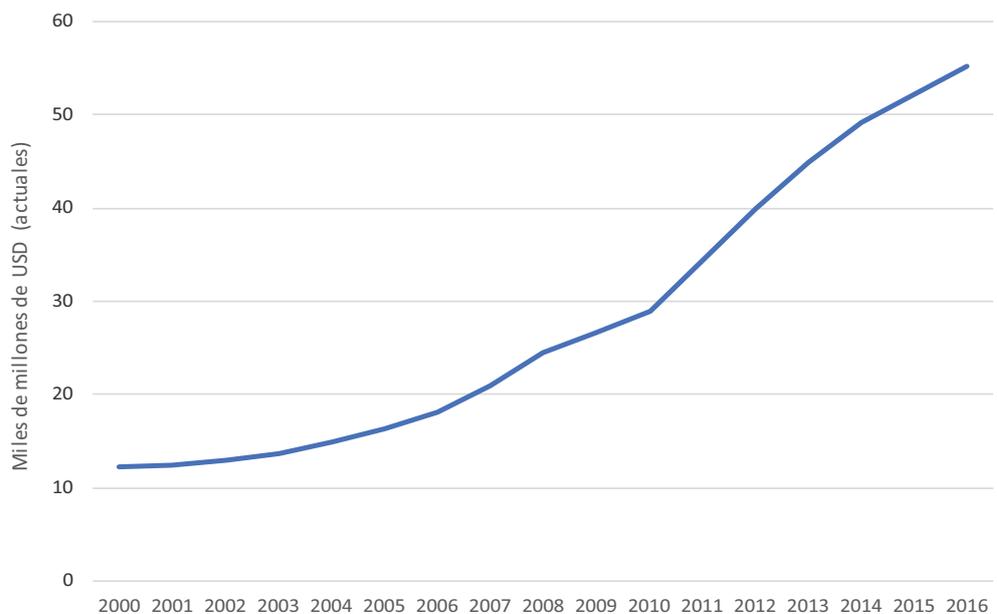
## 1.1 ANTECEDENTES DEL PAÍS

Panamá es el país más meridional de América Central. Como vínculo entre América Central y América del Sur, limita con Colombia al este y con Costa Rica al oeste, y tiene el Mar Caribe al norte y el océano Pacífico al sur.

Panamá tiene una superficie de 75 320 kilómetros cuadrados (km<sup>2</sup>) y su población asciende a poco más de 4 millones de habitantes (2017). La capital, Ciudad de Panamá, se ubica al centro del país y tiene alrededor de 1,6 millones de personas (ONU, 2017).

La economía de Panamá funciona sin banco central y utiliza el dólar estadounidense (USD) como moneda legal. Su moneda oficial, el balboa, está atada al dólar estadounidense (USD): un dólar equivale a un balboa. A partir de la década de 1990, cuando se liberó la economía de Panamá, el sector bancario se ha convertido en uno de los más globalizados en América Latina. El crecimiento del producto interno bruto (PIB) de Panamá ha permanecido estable en los últimos años (Figura 1). En el año 2016, el PIB del país alcanzó los 55 000 millones USD, y está pronosticado que crezca alrededor del 5,4% durante 2018 (Banco Mundial, 2017 a).

Figura 1: PIB de Panamá (2000-2016)



Con base en Banco Mundial (2017b), *The World Bank in Panama*, [www.worldbank.org/en/country/panama/overview](http://www.worldbank.org/en/country/panama/overview).

Entre los años 2007 y 2013, el sector de servicios representó el mayor porcentaje del PIB total del país, con un 74% (Banco Mundial, 2017a). Esto se debe principalmente al Canal de Panamá, un curso de agua artificial de 77 kilómetros (km) que atraviesa el país y conecta el océano Atlántico con el océano Pacífico. Completado en 1914 y ampliado en 2014, el canal sustenta las industrias del comercio, el transporte y el turismo de Panamá (SNE, 2015).

El cambio climático es un tema de preocupación para Panamá, que tiene un clima tropical con una temporada de lluvias y una de sequía. El país sufre diversos eventos climáticos extremos, tales como los provocados por El Niño y La Niña, inundaciones, sequías, ciclones tropicales y huracanes, entre otros (Adaptation Fund, 2017). Asimismo, Panamá enfrenta riesgos climáticos adicionales relacionados con el aumento de los niveles del mar, una alteración en la producción agrícola y de alimentos, así como cambios en su ecosistema y biodiversidad.

A fin de mitigar estos impactos, el Ministerio de Ambiente de Panamá desarrolló la «Estrategia Nacional de Cambio Climático de Panamá», la cual detalla las acciones y estrategias para la adaptación y la reducción de gases de efecto invernadero (GEI) en todos los sectores (Ministerio de Ambiente, 2015).

La descarbonización del sistema energético del país es el centro de la acción nacional en términos climáticos, junto con el Plan Energético Nacional 2015-2050 (PEN 2015-2050), tiene por objetivo reducir las emisiones del sector energético en un 60,6% para 2050, con respecto al escenario de referencia (SNE, 2015). Estos esfuerzos también se vieron reflejados en la Contribución Nacionalmente Determinada (NDC, por sus siglas en inglés) del país, la cual establece una meta de un incremento del 15% de la capacidad de energía renovable no hidroeléctrica para el año 2030 y de un 30% para el año 2050,<sup>2</sup> comparados con el año base de 2014 (Gobierno de Panamá, 2016).

## 1.2 EVALUACIÓN DEL ESTADO DE PREPARACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN PANAMÁ

La Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) desarrolló la Evaluación del Estado de Preparación de las Energías Renovables (RRA, por sus siglas en inglés) como una herramienta para llevar a cabo evaluaciones integrales de las condiciones para el despliegue de energías renovables en países determinados. El RRA es un proceso de consulta dirigido por los países que hace uso de un diálogo amplio, involucrando múltiples actores para identificar barreras y soluciones para el despliegue de energías renovables en un país.

El proceso de RRA fue iniciado luego de la solicitud oficial que hizo Panamá a IRENA, y ha sido dirigido por la Secretaría Nacional de Energía (SNE) de Panamá, con IRENA como facilitador. El RRA ha sido emprendido junto con los proyectos a nivel nacional de la iniciativa del Corredor Centroamericano de Energía Limpia (CECCA) de IRENA, ya que Panamá fue seleccionado como el país piloto de la iniciativa en 2016.<sup>3</sup>

El proceso completo del RRA para Panamá incluye un documento de antecedentes, la identificación de partes interesadas y socios estratégicos, un taller de expertos y un taller de validación de RRA.

En octubre de 2016, el gobierno auspició un Taller de Consulta Técnica para el RRA en Panamá, en el cual las partes interesadas y socios estratégicos nacionales, regionales e internacionales intercambiaron y validaron los hallazgos del documento de antecedentes del RRA. Las discusiones se enfocaron en el estado general del desarrollo de energías renovables en Panamá, y se identificaron barreras claves para acelerar el despliegue.

A partir de esto, se desarrollaron acciones prioritarias para dar lugar a un conjunto de recomendaciones. Las discusiones se centraron en cuatro áreas:

- Plan Energético Nacional 2015-2050: Institucional, marco político y regulatorio, y sus implicaciones a nivel nacional y regional.
- Objetivos de energía renovable: Evaluación de los recursos de energía renovable para una mejor planificación.
- Interacción de los mercados nacionales y regionales y financiamiento del sector privado para energías renovables.
- Integración de energías renovables distribuidas a gran y pequeña escala.

Los talleres dieron forma al enfoque del RRA. Por ejemplo, desde un principio se identificó al sector eléctrico como un área clave, ya que las adaptaciones inmediatas al funcionamiento del sistema de energía pueden contribuir a la integración de mayores porcentajes de energía renovable variable (ERV), tales como la eólica y solar. Esto también tiene implicaciones importantes para los sectores de uso final de Panamá, ya que la creciente demanda de energía, resultante de la electrificación del transporte y los aparatos residenciales, podría satisfacerse mediante el incremento de las energías renovables variables en la combinación energética.

El Taller de Validación que coorganizaron el SNE e IRENA tuvo lugar en junio de 2017. El gobierno y todas las partes relevantes interesadas discutieron y validaron las recomendaciones contenidas en la Sección 4 de este informe.

<sup>2</sup> Estos valores se refieren a energía renovable moderna y no incluyen la biomasa tradicional.

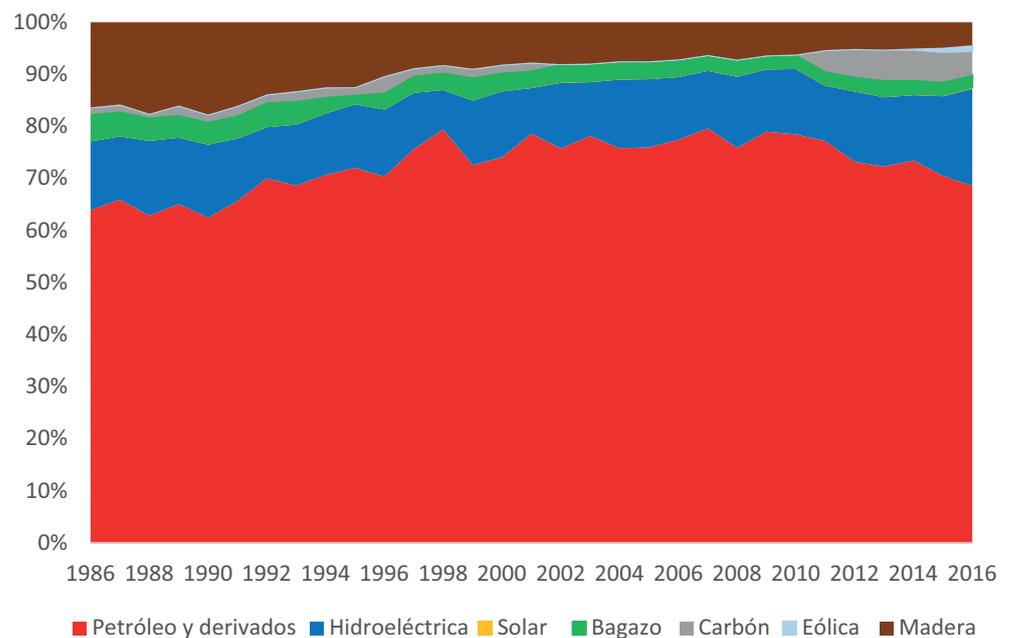
<sup>3</sup> IRENA creó la iniciativa CECCA para acelerar el desarrollo y el comercio transfronterizo de energía renovable en América Central, en línea con el Comunicado de Abu Dhabi de 2015 sobre Aceleración del Consumo de Energía Renovable en América Latina.

## II. CONTEXTO ENERGÉTICO

### 2.1 SUMINISTRO Y DEMANDA DE ENERGÍA

El suministro de energía total primaria de Panamá ha dependido históricamente en gran medida del petróleo y sus derivados. La Figura 2 muestra la evolución de las fuentes energéticas principales del país, en las cuales el petróleo constituye alrededor del 60% y alcanza cerca del 80% en ciertos puntos.

Figura 2: Suministro total principal de energía de Panamá (porcentaje por fuente, 1986-2016)



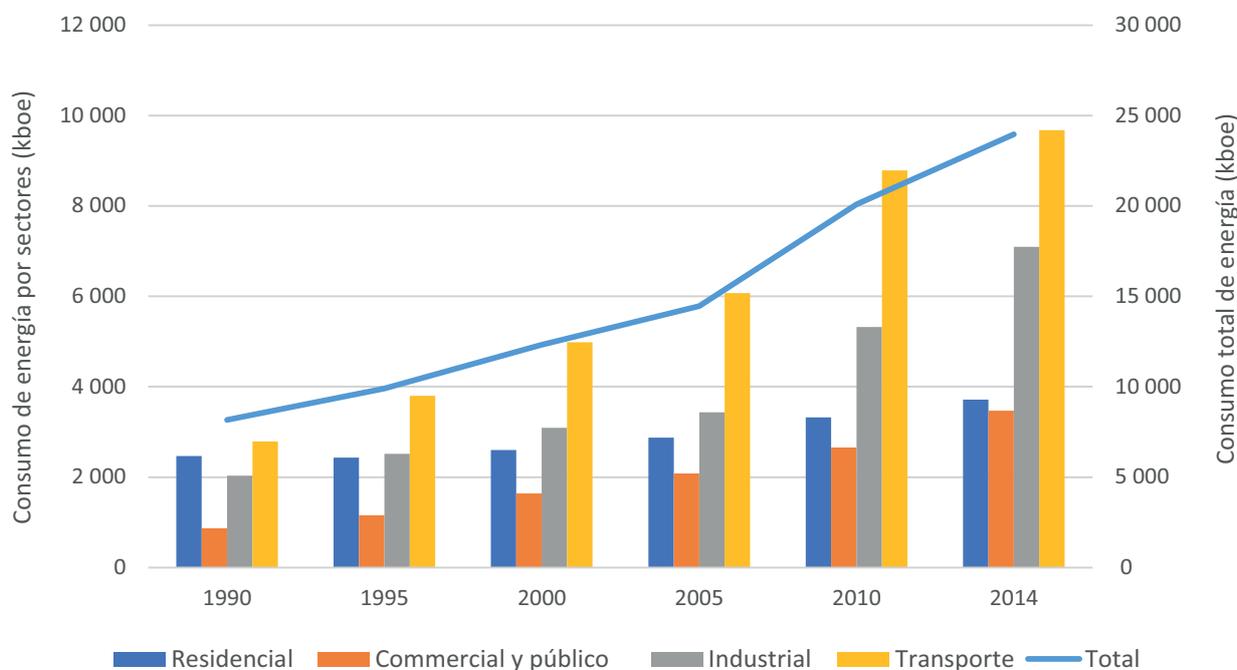
Con base en SNE (2015), Plan Energético Nacional (2015 - 2050).

La demanda de energía de Panamá puede dividirse en cuatro sectores principales: residencial, comercial y público, industrial y transporte. La Figura 3 muestra la evolución del consumo total final de energía en cada uno de esos sectores. El sector de transporte es el mayor consumidor de energía, seguido por el sector industrial. Los sectores de transporte e industrial son los principales consumidores de petróleo y sus derivados, mientras que los sectores comercial y público y residencial cuentan con el mayor porcentaje de consumo de electricidad.

La proporción de electricidad en el suministro total de energía ha permanecido alrededor del 20% durante los últimos 15 años (Figura 4), mientras que la tasa de consumo final de electricidad ha presenciado un pronunciado índice de crecimiento de aproximadamente un 5,8% anual.

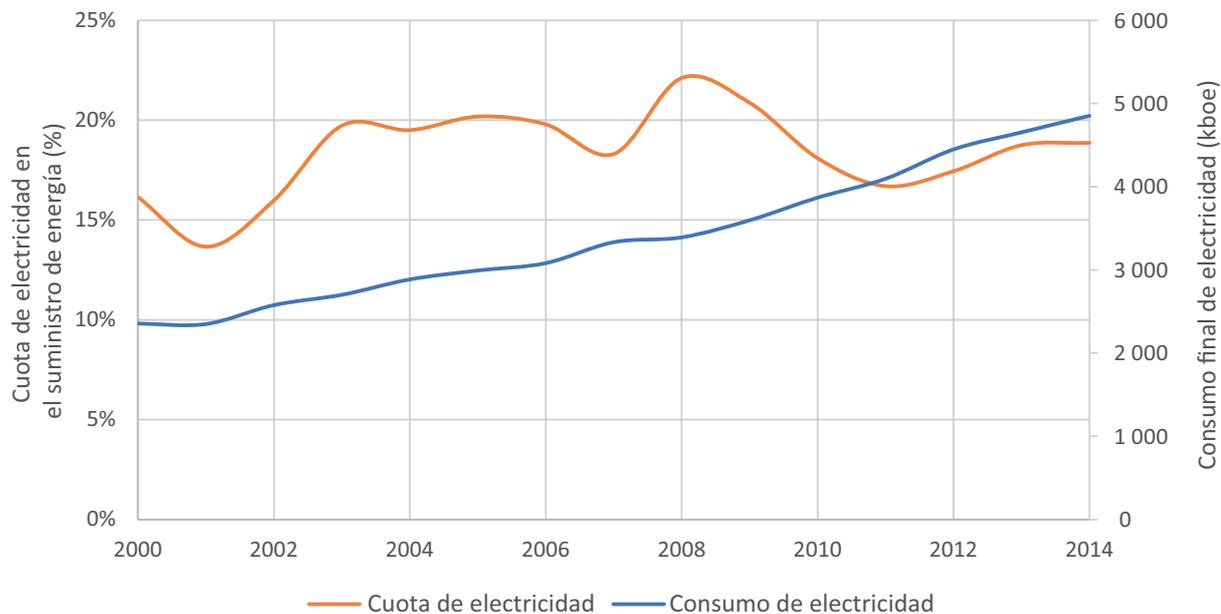


Figura 3: Consumo total final de energía por sectores (1990-2014)



Nota: kboe: miles de barriles equivalentes de petróleo  
Fuente: Con base en SNE (2015), Plan Energético Nacional (2015 - 2050).

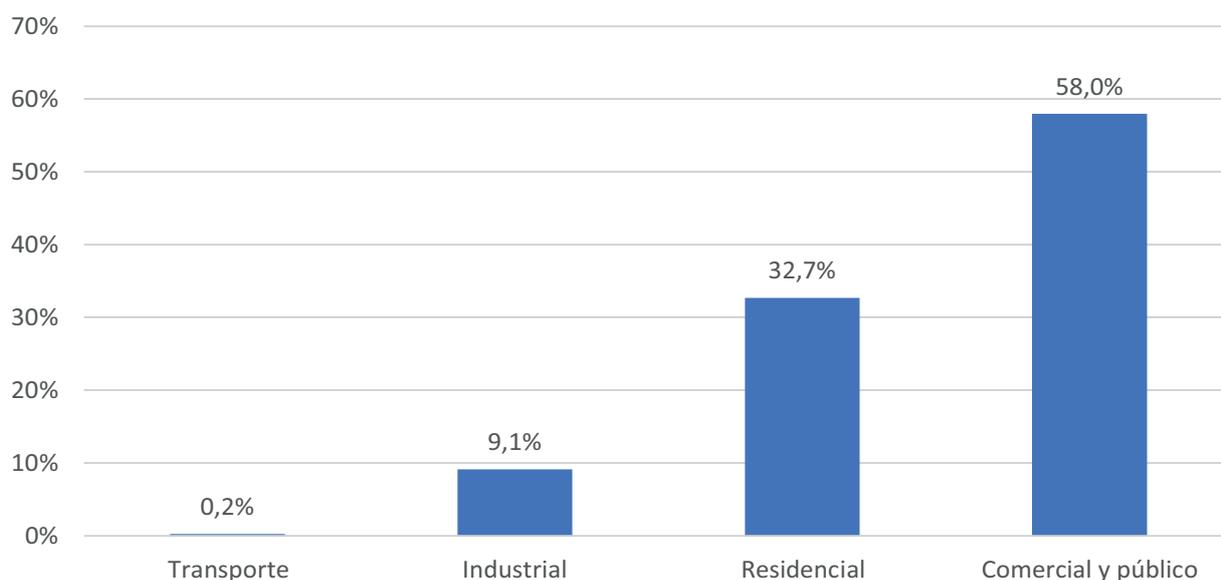
Figura 4: Consumo total final de electricidad y proporción de electricidad en el suministro total de energía (1998-2014)



Con base en SNE (2015), Plan Energético Nacional (2015 - 2050)

Tal como se ha indicado anteriormente, el sector comercial y público es el principal consumidor de electricidad, seguido por el sector residencial y el sector industrial. Debido a su alta dependencia de los derivados del petróleo, el sector transporte consume la menor cantidad de electricidad entre todos los sectores (Figura 5). A continuación se detalla aún más el perfil energético de cada sector.

Figura 5: Proporción del consumo de electricidad por sector (2014)



Con base en SNE (2015), Plan Energético Nacional (2015 - 2050).

## 1. SECTOR RESIDENCIAL:

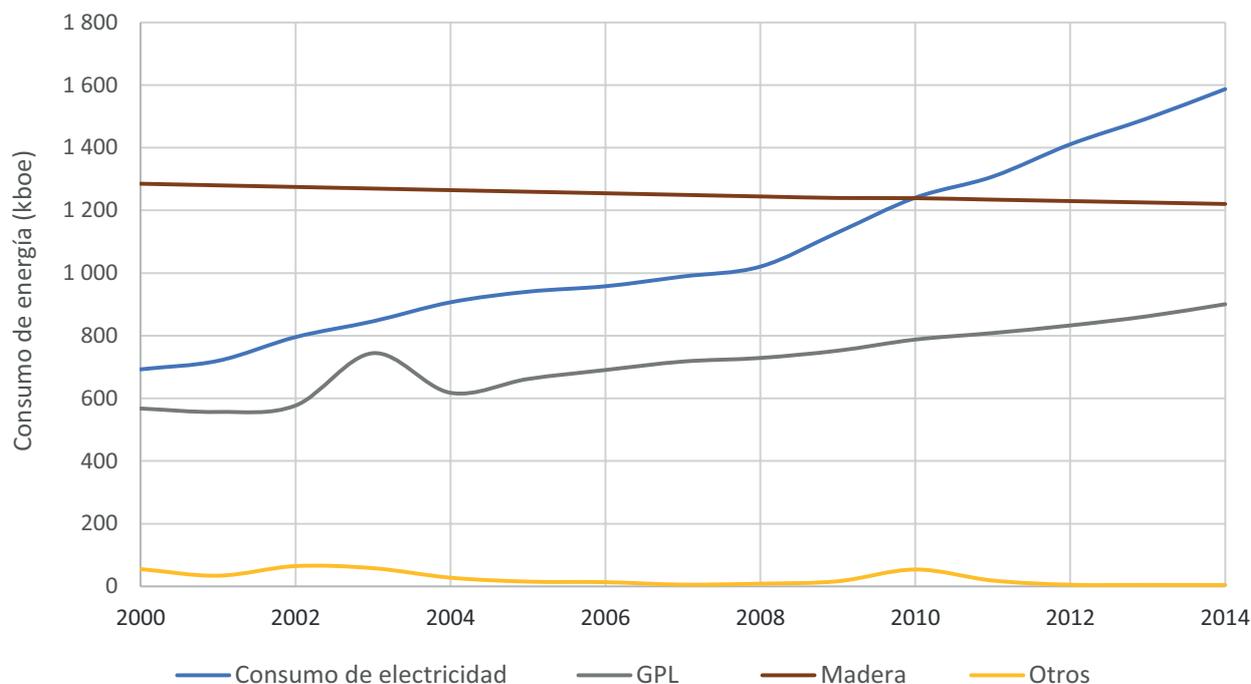
Los requisitos de energía de los hogares son suministrados por electricidad, leña y gas licuado de petróleo (GLP) para cocinar y calefacción. Como muestra la Figura 6, el consumo de electricidad se ha expandido rápidamente en los hogares, particularmente a lo largo de los últimos 10 años, lo que, a su vez, ha aumentado el consumo final total de electricidad (Figura 4). El sector residencial también se apoya en la leña para cocinar y calefacción; se estima que un 13% de los hogares panameños utilizan leña (SNE, 2015).

El GLP también representa una alta proporción de la energía utilizada en el sector, y se correlaciona con el crecimiento del consumo total de energía. El tanque de 25 libras de GLP ha estado subsidiado desde

el año 1992, luego de una decisión ejecutiva del gobierno, que posteriormente fue respaldada por una secuencia de decretos del gabinete. En el año 2009, se emitió un decreto oficial para la regulación del precio del GLP utilizado en los hogares (Ministerio de Comercio e Industrias, 2009) y, para el año 2014, los subsidios anuales para el GLP en Panamá alcanzaron los 96 millones USD (SNE, 2015).

El PEN 2015-2050 reconoce la necesidad de incrementar el uso de estufas eléctricas para cocinar en los hogares panameños, lo que podría apoyar los esfuerzos del gobierno para incrementar el acceso a la electricidad, a la vez que reduciría el uso de GLP y leña para cocinar y calefacción.

Figura 6: Consumo final de energía: sector residencial (2000-2014)



Con base en SNE (2015), Plan Energético Nacional (2015 - 2050).

## 2. SECTOR DE TRANSPORTE:

El sector de transporte incluye el transporte tanto de carga como de pasajeros, y es el mayor consumidor energético dentro de los consumidores de energía final total en Panamá, con alrededor del 45% (Figura 3): El número de vehículos en circulación en Panamá ha aumentado en años recientes de 564 155 en 2012 a 718 518 en 2015 (Figura 7).

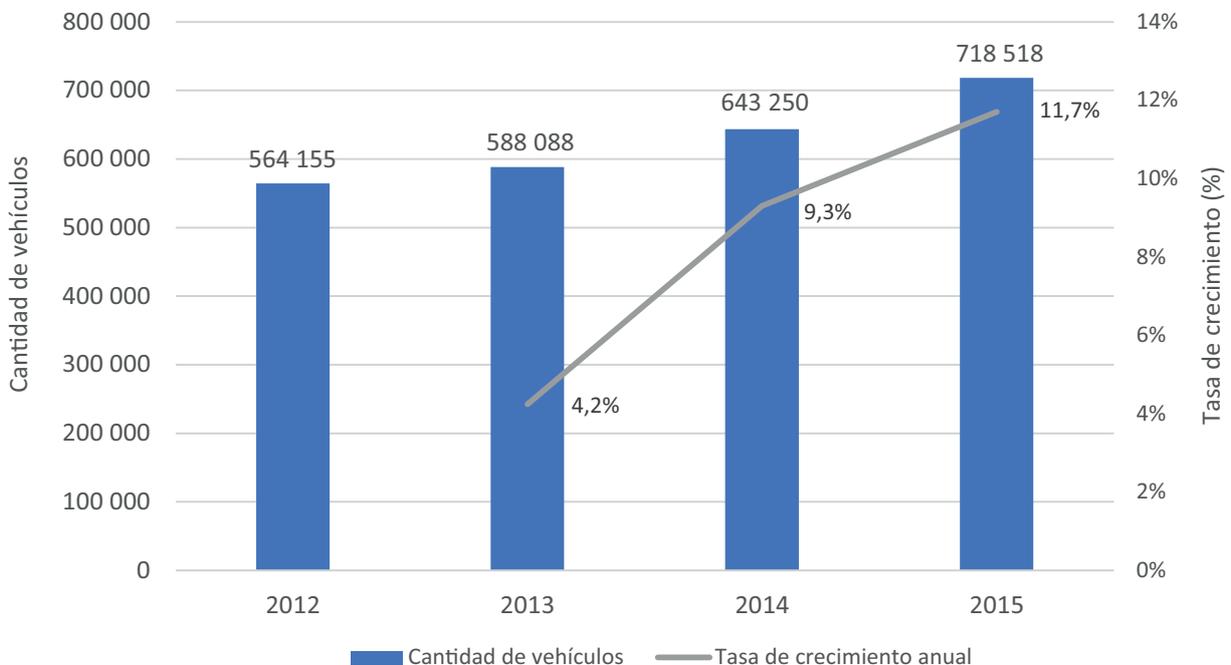
Entre los años 2012 y 2014, la gasolina en Panamá se mezclaba con 5% de etanol, hasta que la planta de producción dejó de operar debido a dificultades económicas. Aun así, se espera que esta iniciativa regrese. Si bien los vehículos híbridos aún son parte de un mercado incipiente, sus ventas han empezado a aumentar en el país, mientras que los vehículos eléctricos todavía deben ser desplegados a gran escala en Panamá.

El uso del transporte público electrificado ha comenzado a aumentar luego de la creación de la Línea 1 del Metro de Panamá, el cual proporciona una serie de beneficios a la población, entre los cuales está la disminución en los tiempos de viaje. Hasta febrero de 2018, el sistema del metro ha transportado entre 5 y 7 millones de usuarios por mes, desde el inicio de sus operaciones en el año 2014 (El Metro de Panamá, 2018).

Actualmente, se está construyendo una segunda línea, hay una tercera en desarrollo, mientras que se están planeando eventuales cuarta y quinta. El creciente uso del transporte eléctrico (público y privado) podría representar un aumento moderado de la demanda eléctrica, lo que podría, a su vez, utilizarse como una oportunidad para ampliar el uso de la producción de energía renovable a fin de satisfacer esta nueva demanda (acoplamiento de sectores).

**El PEN 2015-2050 demandará importantes mecanismos de flexibilidad en el sistema eléctrico**

Figura 7: Tasa de crecimiento de la flota de vehículos en Panamá (2012-2015)



Con base en INEC (2018), "Automóviles en circulación en la República según distrito y tipo: años 2012-2016".

El Ministerio de Ambiente de Panamá, en coordinación con el Metro de Panamá, ha desarrollado el Plan Integral de Movilidad Urbana Sostenible (PIMUS) para el sector de transporte. Este plan tiene el propósito de servir como marco para la política de movilidad sostenible en el área metropolitana de Panamá, con énfasis en la capitalización de la inversión en la ampliación del sistema del metro. Asimismo, identifica las mejores prácticas internacionales para la reducción de emisiones de GEI en la movilidad urbana (CCAP, 2016).

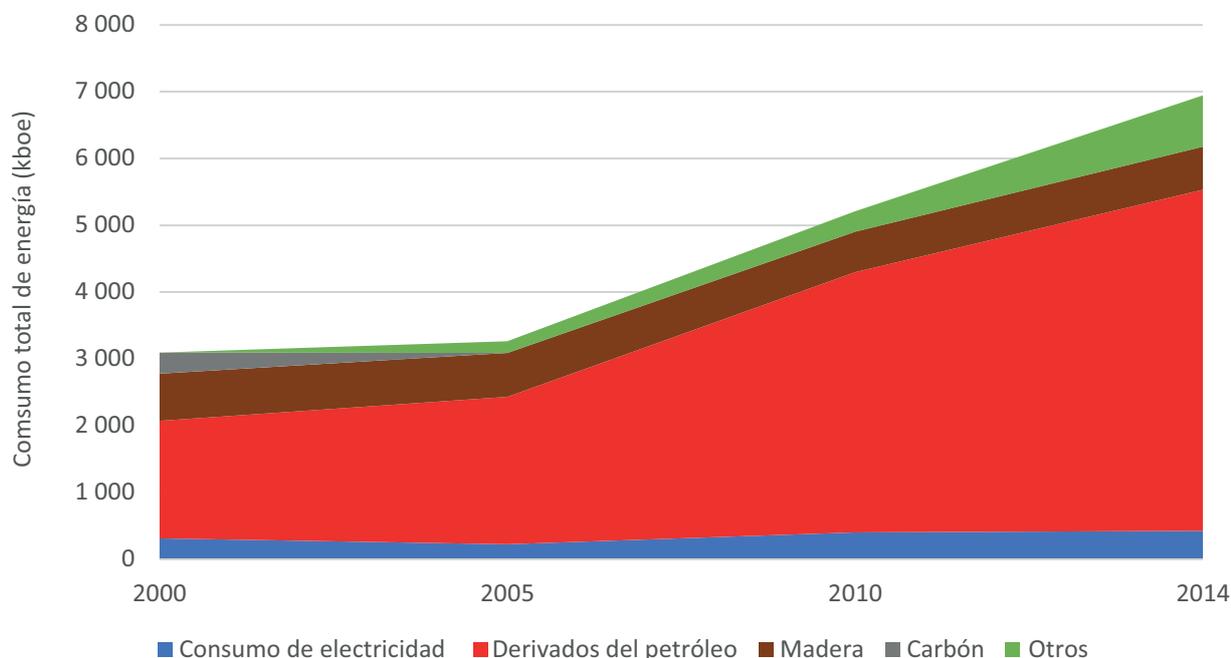
El plan considera cinco áreas de acción clave:

1. Fortalecimiento de la capacidad institucional.
2. Establecimiento de un sistema de transporte público integrado.
3. Mitigación del impacto del uso del vehículo privado.
4. Generación de un programa de inversión en infraestructura de carreteras para la movilidad
5. Promoción de la participación de los ciudadanos en la gestión de la movilidad.

### 3. SECTOR INDUSTRIAL:

En la industria se ha visto un crecimiento moderado de la demanda de energía, con un consumo total de energía en el sector que alcanzó cerca de los 7 000 kboe en el año 2014, en comparación a los cerca de 5 209 en el año 2010 (Figura 8). Los edificios en Panamá utilizan electricidad para la iluminación, la refrigeración, la calefacción y la energía motriz, mientras que se utiliza combustible búnker y diésel en calderas y hornos para producir calor, y coque de petróleo en plantas de cemento. El uso de derivados del petróleo corresponde a más del 80% del consumo total de energía en el sector industrial (Figura 8). Las industrias de consumo intensivo de energía en Panamá incluyen la producción de alimentos, tabaco, cemento y papel.

Figura 8: Consumo de energía en el sector industrial, Panamá (2000-2014)



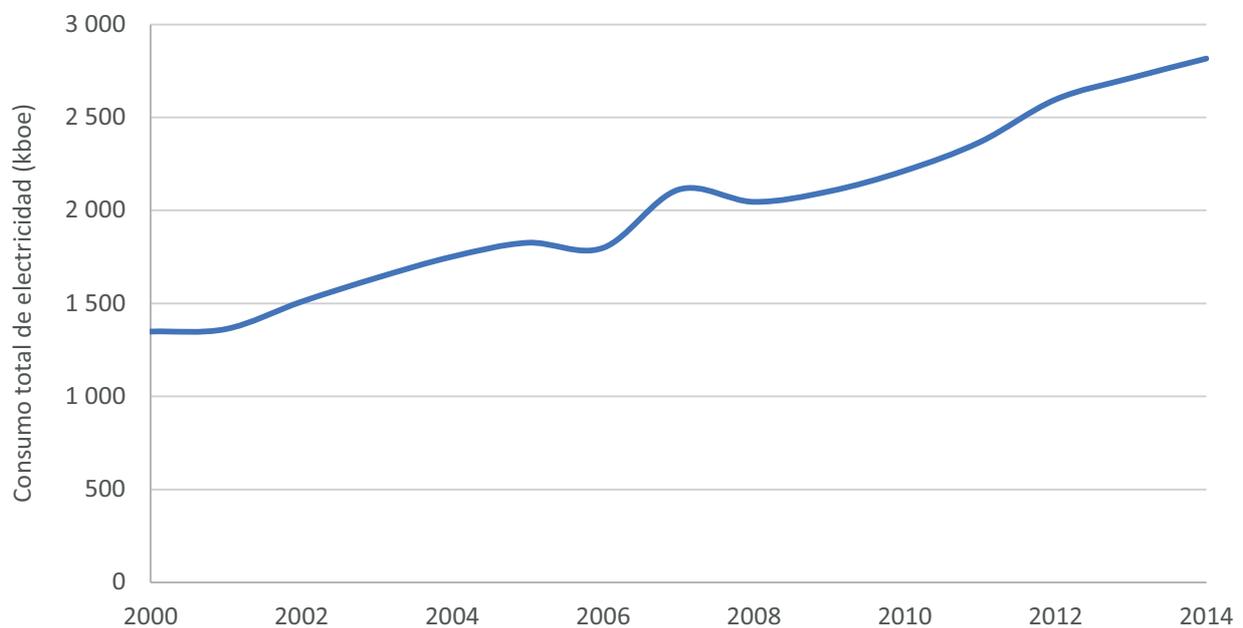
Con base en SNE (2015), Plan Energético Nacional (2015 - 2050)

#### 4. SECTOR COMERCIAL Y PÚBLICO:

El sector comercial y público es el mayor consumidor de electricidad entre los cuatro sectores. El consumo alcanzó los 2 816 kboe en el año 2014 (Figura 5). A partir del año 2010, el sector ha sido responsable de cerca del 15% del consumo final total de energía en Panamá, y su consumo de electricidad ha mantenido una tasa de crecimiento anual promedio del 6,2% (Figura 9).

Debido a que los servicios constituyen la actividad principal en este sector, es posible esperar que la tecnología de la información juegue un papel importante en las medidas de eficiencia y en el ahorro de energía en el futuro.

Figura 9: Consumo de electricidad en el sector comercial y público (2000-2014)



Con base en SNE (2015), Plan Energético Nacional (2015 - 2050).



Panamá cuenta con 270 MW de capacidad de energía eólica instalada

Fotografía: Shutterstock

## 2.2 INSTITUCIONES CLAVE EN EL SECTOR ENERGÉTICO

Las instituciones de gobierno que participan en la política y la regulación energética incluyen a las siguientes:

1. La Secretaría Nacional de Energía (SNE) supervisa el desarrollo y puesta en práctica de la política energética nacional a fin de promover un suministro de energía diversificado, con miras a reducir costos y evitar impactos sociales y ambientales adversos. La SNE también es responsable de promover un mercado energético competitivo, así como un marco regulatorio que facilite un sistema de electricidad moderno y eficiente. Además, la SNE puede proponer cambios a la legislación, incluyendo mecanismos de apoyo a las políticas energéticas.
2. La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) es el regulador del Mercado Eléctrico Nacional (MEN). Supervisa el cumplimiento de las reglas de mercado, promulga reglamentos, facilita la resolución de controversias entre actores del mercado y otorga licencias y concesiones a nuevos agentes de mercados.
3. El Ministerio de Ambiente fue creado en el año 2015 y está a cargo de formular una política nacional ambiental y de promover el uso sostenible de recursos naturales. También es responsable de aprobar la Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos energéticos, así como de otorgar el uso de recursos naturales.
4. La Secretaría Nacional de Ciencia y Tecnología es una agencia autónoma que promueve el desarrollo sostenible en Panamá a través de la ciencia y la tecnología, y trabaja con los sectores público y privado, así como con el ámbito académico. En este contexto, la Secretaría brinda apoyo a los foros de energía renovable y desarrollo sostenible en Panamá

En el año 1997, fue desincorporado el Instituto de Recursos Hidráulicos y de Electrificación, compañía estatal de electricidad de integración vertical y se formaron entidades de negocios independientes. Luego de este proceso, se crearon cuatro entidades de generación, una entidad de transmisión y tres entidades de distribución. En las entidades de generación y distribución, que fueron privatizadas parcialmente, el gobierno mantuvo una propiedad minoritaria, mientras que en la de transmisión el estado retuvo la propiedad total.

A partir de entonces, el mercado de generación de energía en Panamá ha crecido de manera estable, mediante capital principalmente privado, mientras que algunas centrales eléctricas aún pertenecen al sector público o han tomado la forma de asociaciones público-privadas (Anexo I). En el año 2006, el gobierno creó a la Empresa de Generación Eléctrica (EGESA), de propiedad estatal, para desarrollar proyectos y competir en el mercado de producción con el sector privado.

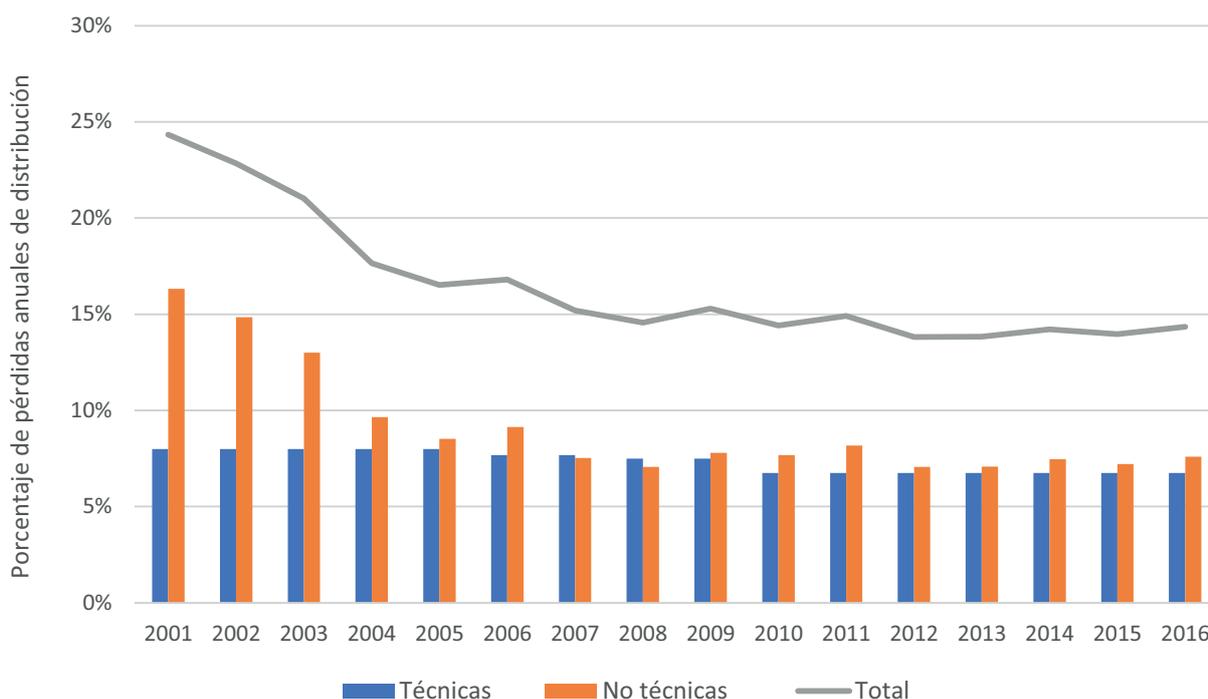
Panamá también tiene autogeneradores, los cuales se definen como compañías que generan su propia electricidad y pueden vender el exceso y comprar cualquier déficit en el mercado nacional o regional. Se llama cogenerador a la compañía que genera electricidad como derivado de su actividad principal y que puede vender su exceso y comprar su déficit en el mercado nacional o regional. Un ejemplo es un ingenio de azúcar que produce vapor de alta presión mediante la quema de bagazo en una caldera. Este vapor mueve las turbinas para diversos equipos del proceso de fabricación de azúcar, a la vez que se utiliza para generar electricidad para el ingenio, mientras que la energía en exceso la vende en el mercado.

La infraestructura de transmisión y distribución de Panamá se gestiona como sigue:

1. La Empresa de Transmisión Eléctrica, ETESA, es responsable de desarrollar y operar el sistema de transmisión, de brindar la posibilidad de conexión a nuevos actores y de llevar a cabo licitaciones de energía y electricidad de conformidad con las políticas y procedimientos que establecen la SNE y la ASEP. También organiza subastas en nombre de las empresas de distribución de Panamá y celebra acuerdos de compra de energía (PPA, por sus siglas en inglés) entre distribuidores y generadores.

2. Tres empresas de distribución principales en Panamá son: la Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, EDEMENT, la Empresa de Distribución Eléctrica de Chiriquí, EDECHI, y la Empresa de Distribución Eléctrica del Noreste, ENSA. Las empresas están reguladas y sus ganancias están vinculadas a una tasa sobre sus activos netos y su eficiencia (infraestructura de su red de distribución), como método económico para mejorar la calidad de su servicio. También tienen permitido proporcionar 15% de su demanda con sus propios activos de generación. Posteriormente a la privatización del Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación, las pérdidas de distribución se redujeron de manera considerable debido a una mejor gestión y una mayor inversión en el sistema de distribución (Figura 10).

Figura 10: Pérdidas anuales de distribución (2001-2016)



Con base en ETESA (2017a), Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (2017-2031): Tomo I.

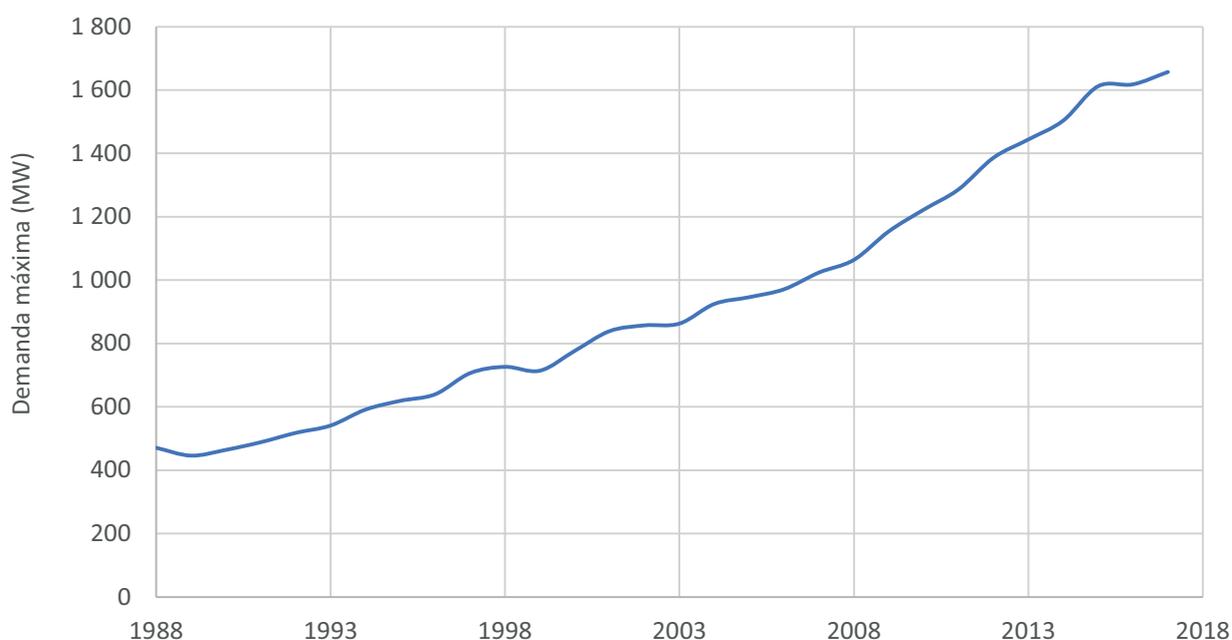
## 2.3 PANORAMA GENERAL DEL SECTOR ENERGÉTICO

A partir de la década de 1980, la demanda de electricidad en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) (Figura 14), ha tenido un crecimiento continuo, y alcanzó una demanda pico de más de 1 600 megavatios (MW) en 2015 (Figura 11). La capacidad de energía instalada también ha seguido creciendo, y alcanzó los 3 379 MW en 2016. La mayor fuente en la combinación eléctrica es la energía hidroeléctrica, seguida de la generación térmica (derivados del petróleo y carbón).

Las energías eólica y solar entraron en línea en 2013, y para el año 2016, Panamá tenía una capacidad de energía eólica instalada de 270 MW y una capacidad de energía solar instalada de 90 MW (SNE, 2015). Adicionalmente, el biogás fue implementado en el año 2016, con una capacidad instalada de 8,1 MW (Figura 12).

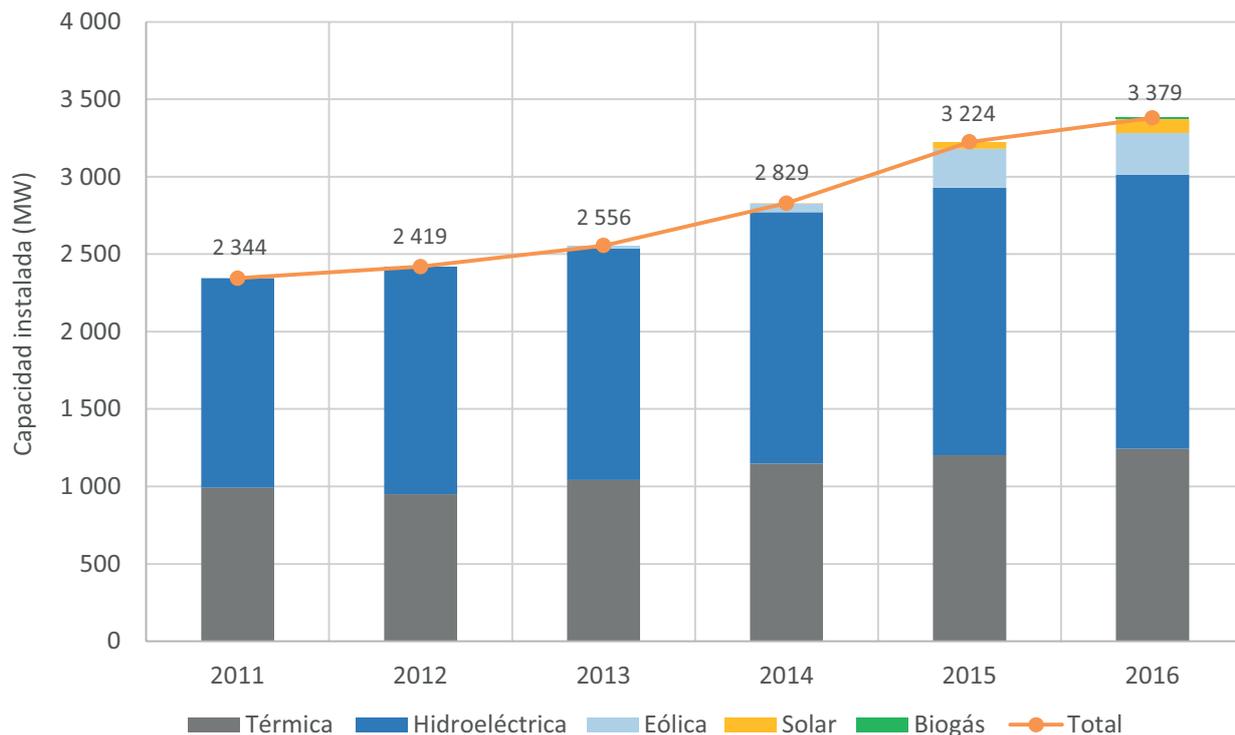
**Las prácticas operativas y de planificación actualizadas para el sistema eléctrico pueden contribuir a garantizar una integración confiable de ERV de manera rentable**

Figura 11: Demanda máxima de electricidad en Panamá (1988-2017)



Con base en SNE (2015), Plan Energético Nacional (2015 - 2050).

Figura 12: Capacidad de energía instalada en Panamá (2011-2016)

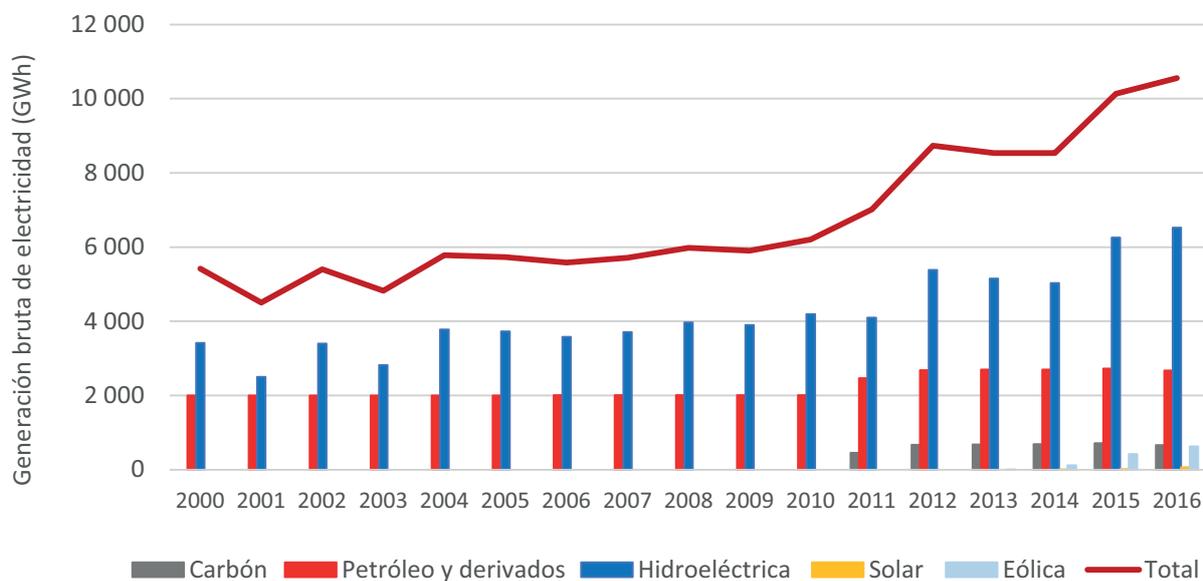


Con base en SNE (2015), Plan Energético Nacional (2015 - 2050).

Tal como se muestra en la Figura 13, en Panamá, la energía hidroeléctrica ha dominado a la generación de electricidad. Las generaciones eólica y solar comenzaron en 2013 y alcanzaron los 625,2 gigavatios por hora (GWh) de energía eólica en tierra y 71,4 GWh de energía solar FV en el año 2016 (SNE, 2017a). La generación bruta de electricidad observó un crecimiento anual de alrededor del 6,7% entre los años 2010 y 2016; y alcanzó un total de 10,8 gigavatios por hora (GWh) en el año 2016, comparado con un

4,8 GWh en el año 2000. El carbón se utiliza tan solo desde el año 2011, y corresponde a un promedio del 7% de la generación bruta de electricidad entre los años 2011 y 2016 (Figura 13). La proporción de petróleo y derivados del petróleo en la combinación de generación se ha reducido del 37% en 2014 al 27% en 2016, pero continúa siendo la segunda mayor fuente de generación de electricidad después de la hidroeléctrica.

Figura 13: Generación bruta de electricidad en Panamá por fuente de energía (2000-2016)



Fuente: SNE (2017a), Capacidad Instalada por Tipo de Central, años 1970-2016, [www.energia.gob.pa/tmp/file/303/Generaci%C3%B3n%20El%C3%A9ctrica%202016.xls](http://www.energia.gob.pa/tmp/file/303/Generaci%C3%B3n%20El%C3%A9ctrica%202016.xls).

## REGULACIÓN DEL SISTEMA ENERGÉTICO

El deseo de mantener fuentes de generación adecuadas para satisfacer la demanda en todo momento se ve reflejado en el margen de reserva actual de Panamá, el cual ha fluctuado entre un 15% y un 20% en los últimos años (ETESA, 2017a). El margen de reserva actual parece estar en línea con el extremo superior de los márgenes aplicados en otras jurisdicciones, y no es posible identificar una escasez inmediata de generación. De llegarse a experimentar bajas tasas de utilización de los generadores convencionales en el futuro, es muy probable que sea necesario seguir muy de cerca su impacto en el mercado energético y en los márgenes de reserva a la baja.

Se ha asignado un valor de cero a las energías eólica y solar FV en Panamá con respecto a su potencia firme (Tabla 1). Esto ha llevado a ASEP a emprender una

evaluación profunda a fin de comprender mejor el valor verdadero de la potencia firme de la energía eólica y solar FV en el mercado energético. Es muy probable que un enfoque ajustado del cálculo del margen de reserva, que considere las verdaderas contribuciones de la ERV, contribuya a evitar situaciones de exceso o falta de capacidad en Panamá.

Los patrones climáticos afectan significativamente los precios de electricidad al por mayor en Panamá. El Niño produce épocas de sequía que reducen los recursos hídricos y, por lo tanto, la generación hidroeléctrica, lo que eleva el costo marginal de la electricidad debido a que se necesita una mayor generación térmica. Por el contrario, La Niña provoca fuertes tormentas y aumenta los recursos hídricos, lo que provoca una reducción en el costo marginal promedio de la electricidad.

### **Recuadro 1: Descripción de la potencia firme para las ERV**

El concepto de potencia firme fue introducido con la creación del Mercado Eléctrico Nacional (MEN) en Panamá, y el Centro Nacional de Despacho (CND) es quien lo calcula y revisa de manera periódica. Se refiere a la cantidad real de energía que un generador (proveedor de electricidad) puede garantizar como disponible bajo condiciones de operación máximas. La potencia firme es un compromiso asumido por el generador y la utilizan los reguladores para asegurarse que se satisfagan los estándares que rigen la confiabilidad de la red.

En Panamá, se atribuye un valor de cero a la potencia firme de las ERV (energías solar y eólica), debido a la naturaleza intermitente de su producción y su falta de capacidad de despacho. Los generadores eólicos y solares han expresado varias inquietudes relacionadas con esta práctica, en particular debido a que es muy probable que la asignación igual a cero esté por debajo de la contribución real de estas tecnologías. La asignación de potencia firme igual a cero puede dar como resultado un flujo de ingresos artificialmente reducido para los generadores de energía eólica y solar FV, ya que el mercado panameño remunera la firmeza. Asimismo, debido a que la capacidad de transmisión panameña puede ser un factor de restricción en ubicaciones y oportunidades específicas, es posible que la asignación de cero potencia firme requiera una restricción de las fuentes eólicas y solar FV, ya que solamente se toman en cuenta los recursos con potencia firme al hacer la programación futura de los generadores.

Las reglas del mercado panameño compensan la restricción a nivel de los precios del mercado mayorista, los cuales pueden ser volátiles y con frecuencia inferiores a los precios de los PPA para las instalaciones de generación de energía solar FV y eólica más baratas. Esta vinculación entre la restricción y los precios del mercado mayorista agrega entonces volatilidad de los precios y el riesgo de niveles de remuneración reducida para los inversionistas de energías eólica y solar.

Tabla 1: Capacidad instalada y potencia firme por tipo de generación

Capacidades del Sistema Interconectado Nacional (SIN) en MW (a partir del 30 de junio de 2017)				
	Instalada		Potencia firme	
<b>Total</b>	<b>3 386</b>		<b>2 189</b>	
<b>Térmica</b>	<b>1 203</b>	<b>35,5%</b>	<b>1 090</b>	<b>49,8%</b>
Bunker	691	20,4%	657	30,0%
Carbón	120	3,5%	108	4,9%
Diésel	392	11,6%	325	14,8%
<b>Renovable</b>	<b>2 182</b>	<b>64,5%</b>	<b>1 099</b>	<b>50,2%</b>
Biogás	8	0,2%	5	0,2%
Eólica	270	8,0%	0	0,0%
Hidroeléctrica	1 777	52,5%	1 094	50,0%
Solar	127	3,8%	0	0,0%

Fuente: SNE (2017b), El Mercado Eléctrico de la República de Panamá, [www.energia.gob.pa/tmp/file/311/Sector%20Elctrico%20-%20Panama,%20170630.pdf](http://www.energia.gob.pa/tmp/file/311/Sector%20Elctrico%20-%20Panama,%20170630.pdf).

En 1997, Panamá reestructuró su sector eléctrico y desarrolló un mercado mayorista. Esto incluyó el mercado spot de energía por hora y el mercado spot por capacidad de generación diaria. Adicionalmente, el mercado de contratos sirve como un tercer mercado donde se organizan PPA bilaterales entre productores y compradores. Estos PPA contribuyen a limitar el riesgo y a estabilizar los precios para

consumidores finales, a la vez que generan una mayor certeza de flujo de efectivo para los inversionistas. El uso de tres mercados ofrece a los inversionistas oportunidades para encontrar un equilibrio entre el riesgo de su inversión y su tasa de retorno esperada, ya que la participación en el mercado de contratos no es obligatoria.

## Recuadro 2: Inversión en el sector eléctrico y el papel de los PPA

Panamá utiliza subastas para determinar las capacidades y precios dentro del mercado de contratos, incluso para energías renovables. La ASEP establece directrices para las subastas y ETESA organiza las subastas en nombre de los compradores: las tres empresas de distribución de Panamá. Panamá realizó su primera subasta eólica en el año 2011, seguida por una segunda en el año 2013. En el año 2014, Panamá realizó su primera subasta de energía solar FV. A mayo de 2018, no se han realizado otras subastas de ERV.

Las subastas eólicas tuvieron como resultado la adjudicación de proyectos con una capacidad total de 158 MW y 125 MW, respectivamente, a precios entre los 95 USD por MWh y 110 USD por MWh en 2011, y entre 92 y 97,5 USD por MWh en 2013. La mayor parte de la capacidad eólica operativa en Panamá ha sido construida bajo el uso de PPA, con la excepción de un proyecto eólico de 25,5 MW, el cual fue puesto en servicio en el año 2012.

La subasta de energía solar FV tuvo como resultado que se asignara a cinco empresas una capacidad total de generación estimada de alrededor de 60 MW, con precios entre los 86 USD por MWh y los 94,9 USD por MWh. Sin embargo, a abril de 2016, ETESA solo había firmado PPA con dos de las cinco empresas, lo que representa alrededor de 24 MW de capacidad, sin que ninguno de los proyectos haya sido puesto en servicio aún (BNEF, 2017).

Estos resultados indican que los PPA son muy relevantes para facilitar la inversión en energía eólica y menos relevantes para la inversión en energía solar FV. En este sentido, el desarrollo comercial que ha tenido la energía solar FV puede explicarse por los precios suficientemente altos del mercado mayorista para las instalaciones de energía solar FV en los últimos años. Se espera, sin embargo, que los precios del mercado mayorista de la electricidad de Panamá declinen en el futuro, empezando en 2018. En sus evaluaciones de 2016, la ETESA esperaba que los precios de mercado cayeran alrededor del 15% a 61,3 USD por MWh hasta 2019, y a pesar de la creciente demanda de electricidad, anticipa que los precios permanecerán por debajo de los 70 USD por MWh en la próxima década. Al mismo tiempo, Panamá tiene la intención de extender la generación fósil en el corto plazo, con una instalación de gas de ciclo combinado de 380 MW en Costa Norte, con fecha prevista para entrar en línea en 2018 (ETESA, 2017b).

Es probable que este desarrollo reduzca el número de horas con precios de mercado muy altos, ya que es probable que las instalaciones petroleras caras y las plantas ineficientes sean reemplazadas por la nueva generación de gas natural más económica, que tiene un valor de potencia firme más alto que la energía solar y eólica bajo las regulaciones actuales del mercado mayorista en Panamá.

Viendo hacia el futuro, la incertidumbre de precios y la asignación de la potencia firme igual a cero para la energía solar probablemente influyan las decisiones de inversión, lo que hará que el papel de los PPA sea aún más importante. Esto podría afectar de manera negativa el caso de negocios para las plantas de energía solar FV previstas que se apoyarían solamente en los mercados mayoristas, generando condiciones que no apoyan plenamente un incremento de las energías renovables en línea con el PEN 2015-2050.

Fuentes: BNEF (2017), *Climatescope 2017: Panama Description*, <http://global-climatescope.org/en/country/panama/#/enabling-framework>;  
ETESA (2017b), *Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2017-2031: Tomo II*.

Es probable que la energía eólica y la energía solar FV dependan cada vez más de los PPA para satisfacer sus objetivos futuros. Sin embargo, durante las consultas del RRA de IRENA, los participantes subrayaron los retos estructurales que presentan los PPA actuales, que pueden afectar de manera negativa el comportamiento de las inversiones. Si bien una evaluación de este tipo está fuera del alcance de esta RRA, varios factores parecen ser particularmente relevantes: la neutralidad con respecto a la tecnología de los esquemas de remuneración actuales en combinación con un factor de capacidad asignado igual a cero para las energías eólica y solar FV, la asignación de puntos de entrega, las reglas de restricción, en particular combinadas con restricciones de transmisión, y la resolución temporal para calcular los requisitos de suministro de energía y la remuneración por el suministro de energía.

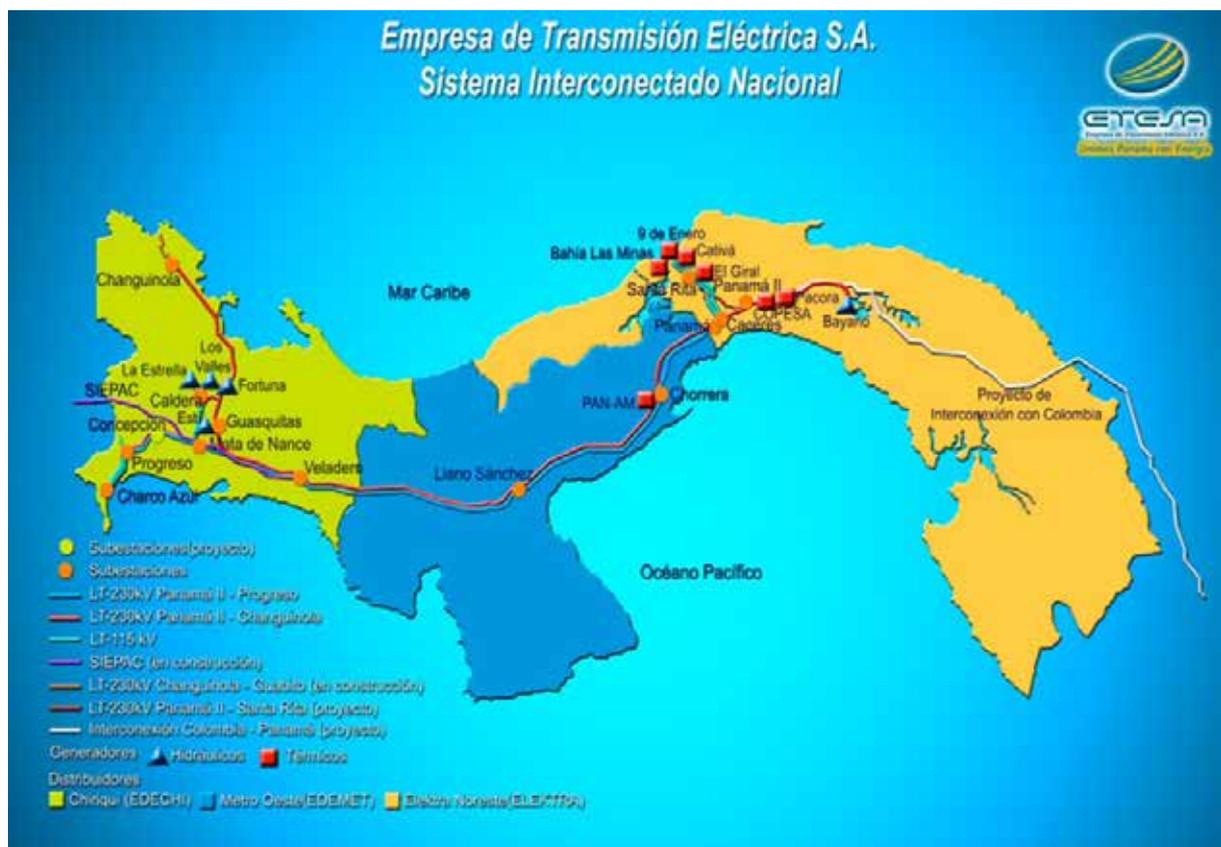
A partir de los aportes obtenidos durante el desarrollo de la RRA, habiendo destacado los PPA como un área importante para una evaluación futura, IRENA ha iniciado un proyecto de asistencia técnica bajo

la iniciativa del CECCA. Este proyecto brinda apoyo al Gobierno de Panamá para que trate una de las recomendaciones de esta RRA (sección 4.1).

### SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN

El sistema de transmisión de la ETESA consta principalmente de 10 secciones de líneas de 230 kilovoltios (kV) que se extienden desde la central hidroeléctrica de Bayano al oeste de la Ciudad de Panamá hasta la subestación Progreso en la frontera con Costa Rica. También tiene líneas de 115 kV desde la estación termoeléctrica de Bahía Las Minas en Colón a la subestación Panamá I, y otra sección desde la subestación Caldera a las plantas hidroeléctricas de La Estrella y Los Valles. También se encuentra en desarrollo una interconexión de 400 kV de corriente continua (CC) con Colombia. El sistema de distribución de menor voltaje está dividido en tres territorios de servicio principales, cada uno servido por su propia empresa de distribución.

Figura 14: Sistema de transmisión y distribución en Panamá



Fuente: ETESA (2018), Mapa del Sistema Interconectado Nacional, [www.etsa.com.pa/Mapas/Mapa\\_Interconectado/interconectado.html](http://www.etsa.com.pa/Mapas/Mapa_Interconectado/interconectado.html).

## OPERACIÓN DEL SISTEMA ENERGÉTICO

El Centro Nacional de Despacho (CND) es responsable de realizar la operación centralizada del sistema eléctrico nacional. En esta capacidad, es el encargado de planear los recursos de generación necesarios para satisfacer la demanda de energía semanalmente, a lo largo de un periodo de planificación de dos años. Esto se ejecuta de conformidad con reglas de mercado y se basa en la información actualizada que los generadores proporcionan y el CND verifica cuando es necesario. La planificación del CND también considera una variedad de factores que incluyen pronósticos de lluvia y viento, costos de combustible, demanda, intercambios regionales, disponibilidad y mantenimiento de plantas y equipos.

Una vez que se ha verificado que los resultados son consistentes, el CND publica el estudio estocástico oficial semanalmente, que incluye 104 semanas de despacho de energía y el cálculo del costo de agua de los depósitos que tengan valores igual a o superiores a los 0 USD/MWh. El CND, con base en estos resultados, realiza un predespacho semanal por hora, tomando la primera semana del estudio estocástico y detallando el despacho de energía de las 168 horas de la semana. Esto se utiliza entonces como la base para el predespacho diario al día siguiente, y se actualizan ciertos datos, tales como la disponibilidad de generadores, las transacciones del mercado eléctrico regional (MER) y los recursos.

Los predespachos diarios y semanales reflejan el orden de mérito económico creciente de las unidades. Las centrales de energía hidroeléctrica de agua fluyente, solar y eólica se despachan primero con costo cero variable. Los generadores térmicos se despachan con un costo variable asociado con su eficiencia, precio declarado de combustible y su disponibilidad variable de operación y mantenimiento. Las centrales hidroeléctricas de embalse se despachan con su costo variable calculado cuando se hace el despacho semanal.

En el despacho en tiempo real, el CND toma como guía al predespacho diario para tomar sus decisiones en tiempo real, e instruye a todas las centrales eléctricas sobre cómo operar, cuándo encender o apagar el ciclo y cuándo acelerar o reducir la velocidad. La generación de ERV, tales como las energías solar o eólica, se despacha de conformidad con la disponibilidad de sus recursos y bajo una comunicación estrecha entre los controladores del sistema y los operadores de la planta.

**La planificación del sistema eléctrico seguirá siendo crítica en el sector energético en evolución de Panamá**

El CND mantiene suficientes reservas rodantes, así como almacenamiento en la forma de embalses hidroeléctricos, con el fin de asegurar que el sistema esté en equilibrio y se mitigue el riesgo de variaciones de suministro graves. Asimismo, el MER también contribuye con reservas rodantes y reservas frías.

## PLANIFICACIÓN OPERATIVA DEL SISTEMA ENERGÉTICO

El CND realiza la planificación operativa del sistema energético, la cual incluye evaluaciones técnicas y económicas para diferentes horizontes y escalas de tiempo (CND, 2018a):

**1- Planificación operativa de medio plazo:** Evaluación a futuro de la operación del sistema energético a lo largo de un horizonte de tiempo de dos años,<sup>4</sup> que tiene por objeto proporcionar un pronóstico de los recursos de generación esperados que sean necesarios para satisfacer la demanda (función de costos futuros del agua, valores esperados por el uso de recursos de generación disponibles, nivel de los embalses y carga potencial no-servida). La evaluación se actualiza cada seis meses.

**2-Evaluación de la restricción de la red de transmisión a mediano plazo:** Evaluación técnica de las restricciones en la operación de la red de transmisión con un horizonte de pronóstico de dos años. Su objetivo es identificar las restricciones del sistema, así como las medidas operativas necesarias para garantizar la seguridad de la operación del sistema. El estudio se actualiza cada año.

**3-Evaluación de seguridad de la red de transmisión con un año de anticipación:** Evaluación técnica de las restricciones en la operación de la red de transmisión con un horizonte de un año de anticipación. Parecida al estudio con un pronóstico de dos años, su objetivo es identificar las restricciones del sistema de transmisión y la necesidad de medidas operativas que garanticen la seguridad de la operación del sistema. El estudio se actualiza cada año e incluye evaluaciones similares a la evaluación a mediano plazo, con un enfoque en los temas operativos prioritarios para el horizonte de tiempo más corto.

Además de las evaluaciones de planificación operativa del CND descritas arriba, el código operativo requiere la conducción de estudios de interconexión técnica en las nuevas unidades de generación, incluidas las fuentes de ERV, a fin de asegurar que la integración de los nuevos recursos no afecte la estabilidad del sistema (CND, 2018a).

<sup>4</sup> Se incluye también un horizonte de tiempo de cinco años.

## PLANIFICACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA

ETESA supervisa la actualización anual de los planes de ampliación de la generación y la transmisión. Estos planes se basan en estudios tecnoeconómicos que evalúan el desempeño del sistema en diferentes escenarios. Ya que, en principio, el desarrollo de las nuevas centrales de energía está en manos de inversionistas privados (con el permiso de la ASEP), el plan de ampliación de la generación es solamente de carácter indicativo. Su objetivo es proporcionar a los encargados de formular políticas y a las partes interesadas del mercado indicaciones adecuadas para el desarrollo de políticas o decisiones de inversión. Sin embargo, en el pasado, la mayoría de las licitaciones para la construcción de nuevas centrales eléctricas han sido realizadas a solicitud del regulador, tomando en consideración el plan indicativo.

El Plan de Ampliación de la Generación considera un horizonte de tiempo de 15 años. Los primeros cinco años asumen la puesta en servicio de plantas nuevas con base en proyectos con licencias y concesiones ya adjudicadas. Para los diez años siguientes, se calcula una combinación óptima de ampliación de la generación bajo diferentes escenarios con el uso de herramientas de optimización y software de simulación de operaciones. Actualmente, las evaluaciones para el plan consideran una operación coordinada, pero no integrada con otros países que participan en el MER.

El Plan de Ampliación de la Transmisión es un plan de inversión óptima de diez años, que pretende eliminar las restricciones existentes y proyectadas del sistema. El plan analiza los costos operativos, las pérdidas y la confiabilidad general del sistema, y está basado en evaluaciones tecnoeconómicas del desempeño del sistema. Los estudios utilizan escenarios del Plan de Ampliación de la Generación y están basados en simulaciones detalladas de estado estable y dinámicas de la red de transmisión, con un modelo instrumentado en Simulación del sistema eléctrico para ingeniería (PSSE) para evaluar el desempeño del sistema. Una vez que la ASEP lo aprueba, ETESA debe implementar el Plan de Expansión de la Transmisión.

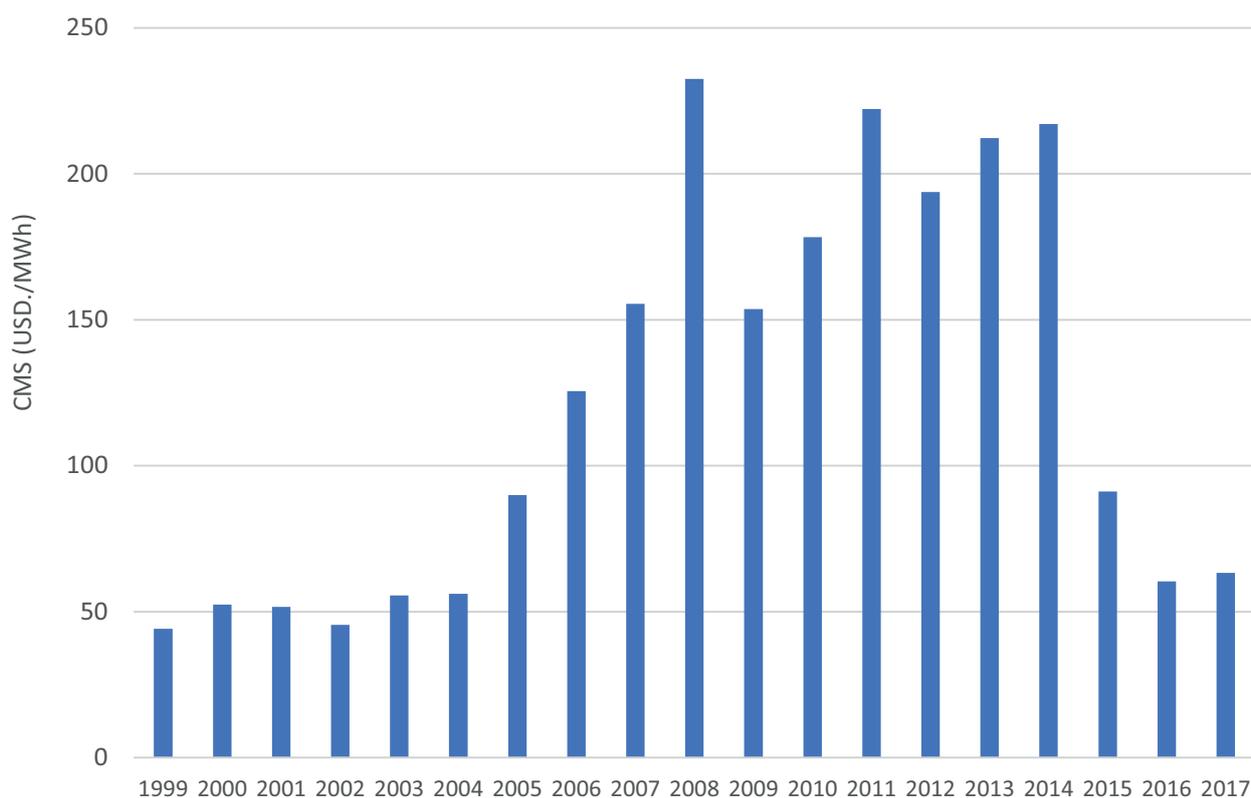
El proceso de planificación de infraestructura podría fortalecerse para facilitar una mejor integración de las ERV. Esto incluye el mejoramiento de los modelos y pronósticos de las tecnologías de ERV y su complementariedad con la energía hidroeléctrica de carga base. Los procesos de planificación de infraestructura y operativos más detallados, que incluyan porcentajes más altos de penetración de las ERV, necesitarán la evaluación de la flexibilidad del sistema y un sistema de pronóstico de generación de ERV, entre otras condiciones operativas.

## TRANSACCIONES EN EL MERCADO DE LA ELECTRICIDAD

Las transacciones en el mercado eléctrico están directamente vinculadas con las operaciones del sistema eléctrico. Una vez que el CND termina el despacho diario de las unidades de generación, realiza la preparación de posdespacho para el día siguiente. Este es un documento similar al predespacho, salvo que contiene datos sobre la demanda real, exportaciones o importaciones y la generación de las centrales eléctricas, así como la generación que fue estimada en el predespacho pero que se vio afectada por una interrupción del suministro. Este método asegura que un eventual mal funcionamiento de las plantas eléctricas no afecte el precio por hora calculado o el costo marginal del sistema (CMS). El CMS es marcado por hora por el costo variable de la última unidad de generación necesaria para satisfacer la demanda. En este cálculo no se consideran las unidades que estén en línea por razones diferentes a la provisión de carga (tales como aquellas sujetas a restricciones operativas o que proporcionen seguridad operativa).

La Figura 15 muestra el promedio anual histórico del CMS a partir de 1999. En un principio, el CMS era bajo, pero comenzó a aumentar pronunciadamente entre los años 2006 y 2014, principalmente debido a los incrementos en los costos de los combustibles, así como a la falta de organización de licitaciones para nuevas inversiones que permitiesen satisfacer a tiempo el crecimiento de la demanda. En el año 2015, empezó a disminuir luego de una caída en los precios de los combustibles y del crecimiento de la generación de las ERV.

Figura 15: Promedio anual histórico del CMS (1999-2017)



Con base en: CND (2018b), Oficial Histórico Costo Marginal, [www.cnd.com.pa/descargar\\_archivo.php?nombre=Oficial\\_Historico\\_Costo\\_Marginal.zip&tipo\\_informe=38&ano=2018](http://www.cnd.com.pa/descargar_archivo.php?nombre=Oficial_Historico_Costo_Marginal.zip&tipo_informe=38&ano=2018).

Con el posdespacho preparado, el CND realiza la liquidación preliminar del mercado para el día y toma en cuenta los PPA de los diferentes actores del mercado. Si un actor no tiene asignado un PPA, vende o compra toda la energía generada en el mercado spot o al precio del CMS. Si otro actor tiene un compromiso de suministrar un volumen de energía bajo un PPA y sus unidades de electricidad generan un exceso, la diferencia entre estos volúmenes de energía se vende en el mercado spot. Si el proveedor no generó suficiente energía para satisfacer los requisitos del PPA, deberá comprar el déficit en el mercado spot. El CND organiza cada hora estas asignaciones de compras y ventas para el mercado spot.

Al final del mes, el CND prepara y distribuye un informe denominado documento de transacciones económicas a todos los actores del mercado, en el que se resumen las transacciones por hora del mes. A este documento se adjunta un programa de actividades, el cual indica las fechas límite para depositar las cantidades debidas y la hora en la que el banco liquidador transferirá los créditos registrados en cada cuenta.

El banco liquidador es responsable de verificar que todos los actores hayan transferido los fondos registrados en el documento de transacciones económicas. Si hay depósitos faltantes, estos serán informados al CND, el cual entonces ordenará al banco que ejecute la garantía de cumplimiento contra ese actor.

Cada semana, el CND realiza una verificación de la potencia firme de los actores. Primero, se calcula la potencia promedio semanal de cada central eléctrica, teniendo en cuenta la potencia firme incluida en los contratos. A continuación, estos valores se comparan con la energía comprometida, que debe ser menor a la capacidad semanal calculada de la central eléctrica. Si este no es el caso, se penaliza al actor.

El CND registra todas las estadísticas del mercado, que son de acceso público en línea. El banco liquidador supervisa las transacciones del mercado spot, mientras que las transacciones que son parte de los PPA se acuerdan entre los actores que estén involucrados en dichos contratos.



La capacidad instalada de energía solar de Panamá ha superado los 100 MW

Fotografía: Shutterstock

## TARIFAS DE ELECTRICIDAD

Las empresas de distribución desarrollan la estructura de las tarifas de electricidad y estas son aprobadas por la ASEP. La tarifa de electricidad incluye cuatro elementos: generación, transmisión, distribución y comercialización. Los costos de transmisión y distribución están regulados e históricamente han sido de alrededor de 0,01 USD por kilovatio por hora (kWh) para la transmisión y 0,05 USD por kWh para la distribución. Los costos de generación se determinan en el mercado mayorista con la compra de energía y potencia firme por parte del usuario final mediante PPA o la compra de energía en el mercado spot. Si los PPA no son suficientes para cubrir toda la demanda de los usuarios finales a cualquier hora, el CND asignará entonces a una empresa de distribución para que compre su diferencia en el mercado spot.

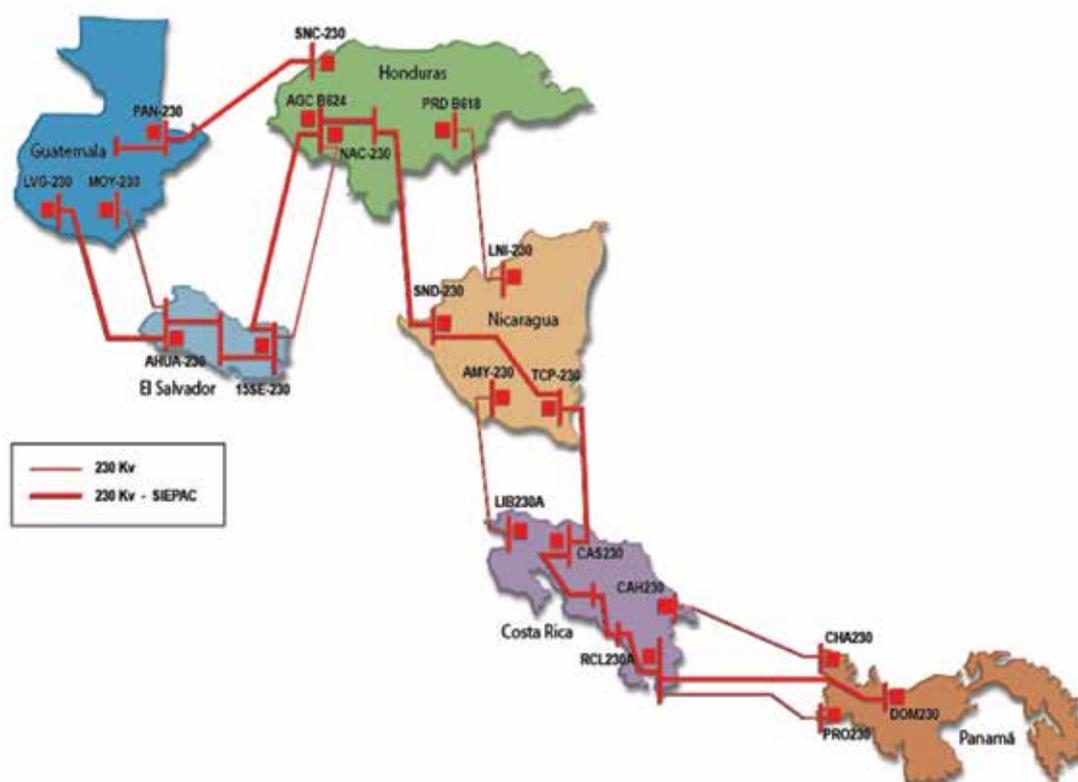
La ASEP publica los detalles de las tarifas cada seis meses. Los valores vigentes al 30 de junio de 2018 aparecen en el Anexo II.

Las tarifas de los usuarios finales que determinan las empresas de distribución, las cuales anteriormente se clasificaban solo por tipo de consumidor (clientes residenciales, comerciales, industriales y gubernamentales), también varían de acuerdo con el nivel de consumo y la tensión del consumidor:

- Tarifas para consumidores conectados a redes de baja tensión (igual o inferior a 600 voltios):
  - Tarifa simple para clientes con demanda igual o inferior a 15 kilovatios (kW) al mes.
  - Tarifa máxima de demanda para clientes con demanda superior a los 15 kW al mes.
  - Tarifa de bloque horario para clientes que la soliciten, que permite una gama de precios según el programa de suministro de electricidad (periodos pico o fuera de pico).
- Tarifas para clientes conectados a las redes de media tensión (por encima de los 600 voltios y por debajo de los 115 kV) o redes de alta tensión (por encima de los 115 kV):
  - Tarifa máxima de demanda disponible para clientes que lo soliciten.
  - Tarifa de bloque horario que provee una gama de precios que dependen del programa de suministro de electricidad (periodos pico o fuera de pico).

Las tarifas incluyen ajustes por cambios en los precios de los combustibles, rebajas por costos de energía no utilizada y sanciones a los actores, así como subsidios para los consumidores finales con niveles de consumo muy bajos.

Figura 16: Ubicación geográfica de la línea del SIEPAC



Fuente: EOR (2017a), Operational Link Nodes (Nodos de Enlaces Operativos), [www.enteoperador.org/#](http://www.enteoperador.org/#).

## 2.4 TRANSACCIONES ELÉCTRICAS TRANSFRONTERIZAS

Actualmente Panamá cuenta con tres líneas de transmisión transfronterizas de 230 kV:

- desde la subestación Progreso en Panamá a la subestación Río Claro en Costa Rica;
- el tramo de la línea del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC) desde la subestación Veladero en Panamá a la subestación Río Claro en Costa Rica;
- desde la subestación Changuinola en Panamá a la subestación Cahuita en Costa Rica (ETESA, 2017a).

Panamá y Colombia también están desarrollando de manera conjunta una interconexión de CC de 400 kV, la cual se conectará al MER con América del Sur. La Interconexión Eléctrica Colombia-Panamá (ICP) es la propietaria del proyecto y dirige su desarrollo. Interconexiones Eléctricas, S.A., la empresa de transmisión de electricidad de Colombia, y ETESA son propietarias del proyecto en partes iguales.

La interconexión de los países centroamericanos se inició con interconexiones de transmisión bilateral entre países vecinos. Anteriormente, las transferencias de energía se realizaban solamente en bloques de entre 5 MW y 50 MW, bajo disposiciones específicas.

Las conexiones bilaterales han evolucionado hacia una línea de transmisión regional que vincula a seis países centroamericanos, que se conoce como la SIEPAC (Figura 16).

En vista del fuerte apoyo de los países centroamericanos al proyecto regional, se firmó en 1996, el Tratado Marco del Mercado de Electricidad de América Central, que dio lugar a la creación del MER que depende de la infraestructura del SIEPAC. Actualmente, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá son parte del MER.

### EL TRATADO MARCO

Firmado por los seis gobiernos en 1996, y puesto en vigor en 1999, el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central estableció la Entidad de Operaciones Regional (EPR), que es propietaria de la línea del SIEPAC. Asimismo, el tratado condujo a la creación de un regulador regional, la Comisión General de Interconexión Eléctrica (CRIE) y de un operador regional del mercado, el Ente Operador Regional (EOR) (Banco Mundial, 2011).<sup>5</sup>

Ubicada en Guatemala, la CRIE inició sus operaciones en el año 2000 como la autoridad reguladora del mercado regional con el reconocimiento de su legitimidad por todas las partes del Tratado Marco. Tiene una Secretaría Ejecutiva y una Junta de Comisionados formada por un representante de cada país, que suele ser un miembro del ente regulador nacional.

El EOR fue creado en el año 2001 y como su propia entidad legal aplicable a los países del SIEPAC (Costa Rica, El Salvador, Guatemala Honduras, Nicaragua y Panamá). Tiene un Director Ejecutivo y una Junta Directiva, que consta de dos representantes de cada país, quienes generalmente son los directores del operador del sistema nacional y un representante de los actores del mercado nacional. El EOR tiene su sede en El Salvador, junto con el Centro de Despacho Regional (Banco Mundial, 2011).

El Segundo Protocolo al Tratado Marco estableció el Comité Directivo del Mercado Eléctrico Regional (CDMER), ubicado en Costa Rica. El CDMER es responsable de la promoción del desarrollo del EOR y de tomar decisiones para lograr los objetivos del Tratado Marco y sus protocolos. Para tal fin, estableció mecanismos de coordinación con la CRIE y el EOR.

Si bien la regulación de la CRIE del MER, permite a cada país miembro operar de conformidad con sus reglas nacionales, debe haber una coordinación efectiva a nivel regional. El MER es un mercado diario, detallado por hora. Todos los actores de los países miembros también son miembros del MER y pueden realizar contratos y transacciones con actores de diferentes países.

## TRANSACCIONES EN EL MER

Las transacciones en el MER se llevan a cabo entre actores de diferentes países, y pueden concretarse a través de contratos firmes, contratos no firmes o transacciones spot. Los contratos firmes pueden ser mensuales o anuales, e incluyen una tarifa para obtener derechos de transmisión (DT), que garantizan el derecho a transmitir energía contratada entre los actores. La tarifa se paga mensualmente al EOR y se distribuye entre las empresas de transmisión que participan en los DT (Banco Mundial, 2011).

Los contratos que no son firmes pueden acordarse entre dos actores a diario. Uno de los actores es responsable de los cargos de la transmisión regional, conocidos como Costos Variables de Transmisión, los cuales se calculan por hora como la diferencia de costos entre el punto de inyección y el punto de retiro del sistema (precio nodal).

La tercera opción son las transacciones spot, que pueden ser importadas por el CND, o las ofertas de oportunidad que pueden ser exportadas por los actores. En Panamá, solo el CND realiza las ofertas de oportunidad para comprar importaciones o los retiros de la red de transmisión regional en nombre del mercado. El CND hace una oferta para comprar energía para cada hora del día siguiente al MER, utilizando un precio inferior al costo variable de la última unidad despachada en el mercado nacional, creando la capacidad de reemplazar a un generador más caro en el mercado nacional.

Para las ofertas de oportunidad de exportación, el CND publica diariamente en su sitio de internet una plantilla por hora en la que se indica todo el exceso de energía nacional que no ha sido despachado (exceso disponible para exportación), indicando también el costo variable de cada generador. Los actores del mercado regional que desean comprar completan una plantilla señalando la cantidad de electricidad en MWh y el precio de su oferta, el cual debe ser igual a o mayor que el costo variable correspondiente, y la suben al sitio de internet del CND antes de las 13:30. El CND envía todas las ofertas al EOR, el cual asigna las intenciones de compra o venta de los actores. Diariamente, emite el predespacho regional donde aparecen las compras y ventas asignadas y no asignadas.

Al final del mes, el EOR prepara un documento de Transacciones Económicas Regionales, el cual muestra el resumen de todas las transacciones acordadas en el mes. Esta información también incluye un calendario de acciones donde los actores que tienen deudas deben transferir los créditos a la cuenta del banco liquidador regional en un periodo específico. Para participar en el MER, todos los agentes deben contar con garantías de pago en el banco liquidador. El EOR deduce la cantidad de créditos del valor de garantía en las transacciones diarias, validando así que no se realice ninguna transacción sin garantía.

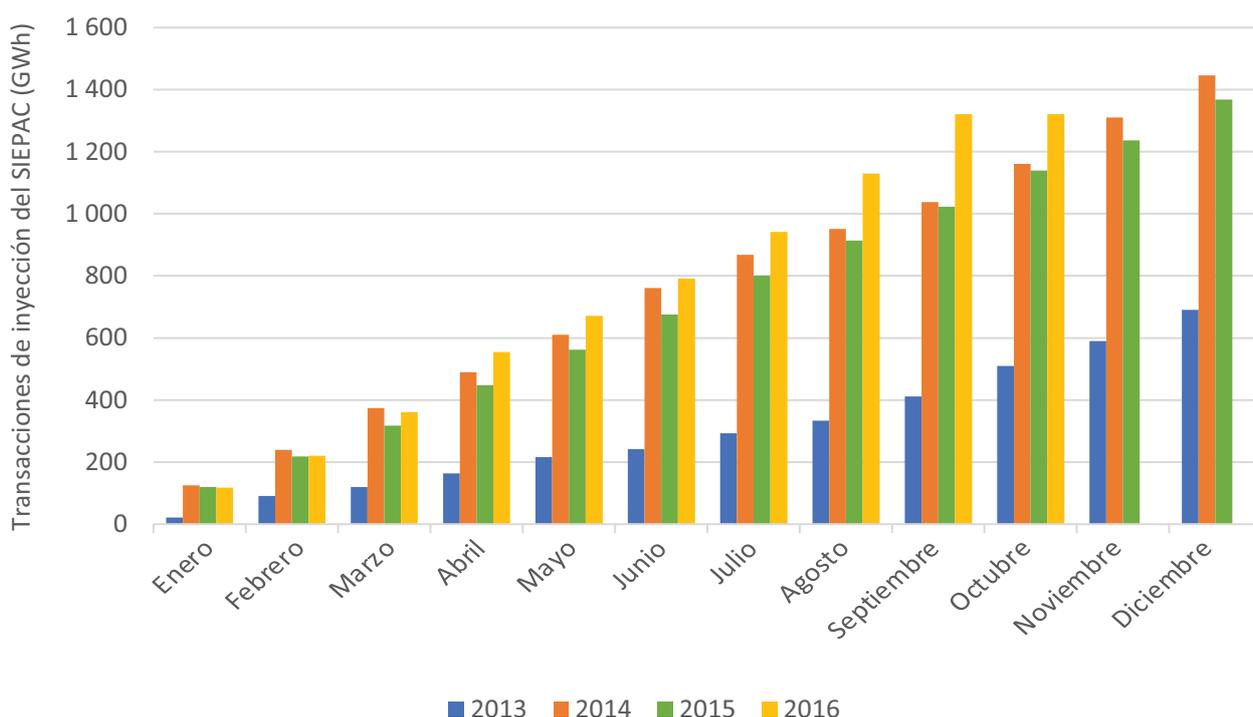
La Figura 17 muestra las transacciones de inyección del SIEPAC del año 2013 a octubre de 2016, las cuales muestran un crecimiento a la alza a lo largo de los años.

### 5 Los derechos de transmisión (DT) son un sistema de comercio de los derechos de utilizar las líneas de transmisión.

La entidad de transmisión (el EOR en este caso) emitirá los derechos para el uso de la línea regional (SIEPAC) y la pondrá a disposición de los compradores y vendedores de electricidad en la región. El comprador o vendedor de energía regional comprará entonces estos derechos de transmisión, a fin de utilizar la línea para transmitir o transportar la energía a través de la región para sus necesidades.

Con frecuencia, la línea de transmisión regional está restringida y se requiere que las entidades de transmisión planifiquen con antelación para gestionar el sistema. El sistema de derechos de transmisión les permite esta planificación anticipada, y ofrece un sistema transparente de precios para los usuarios.

Figura 17: Transacciones mensuales de inyección del SIEPAC (2013-2016)

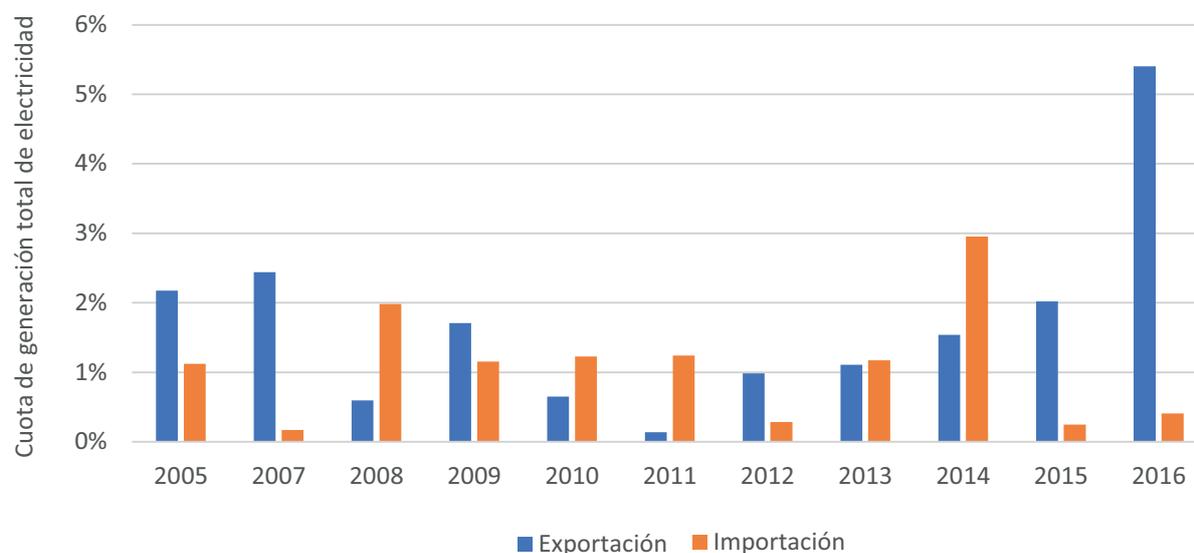


Con base en EOR (2017b), *Transaction information* (Informe de Transacciones), [www.enteoperador.org/#](http://www.enteoperador.org/#).

Panamá ha incrementado de forma considerable sus exportaciones de electricidad desde 2010, representando un 5,4% de la generación total de electricidad en 2016. Mientras tanto, las importaciones de electricidad han variado a lo largo de los años, pero debido a las altas exportaciones en años recientes, las importaciones han visto valores de menos del 1% de la generación total de electricidad (Figura 18).

**Será indispensable contar con una mano de obra calificada que ofrezca soporte al creciente mercado panameño de energía solar FV y eólica**

Figura 18: Proporción de exportación e importación de electricidad como porcentaje de la generación total de electricidad en Panamá (2005-2016)



Con base en CEPAL (2017), Estadísticas del Subsector Eléctrico de los Países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA)

## 2.5 MARCO DE POLÍTICAS ENERGÉTICAS Y NORMATIVIDAD

### POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL

El SNE es responsable de establecer la política y la estrategia energética nacional, y de desarrollar un plan a largo plazo para asegurar la confiabilidad del sistema energético y la seguridad de suministro. Esto incluye aspectos de políticas, económicos y regulatorios de la energía y sus objetivos son:

1. Proporcionar un sistema energético moderno y confiable a toda la población.
2. Reducir el contenido de carbono del suministro de energía.
3. Hacer uso racional y eficiente de los recursos energéticos.
4. Asegurar un suministro energético nacional sin interrupciones.

La política energética nacional de Panamá considera ocho acciones alineadas con el desarrollo sostenible del sector energético:

1. Elaboración de un plan a largo plazo para el desarrollo del sector energético del país
2. Manejo integral de las cuencas hídricas
3. Ordenamiento territorial
4. Asignación de un precio al contenido de carbono de la energía
5. Implementación de la Ley de Uso Racional y Eficiencia Energética
6. Reordenamiento de las leyes de fuentes renovables
7. Ciudades sostenibles
8. Programa de energía y educación.

### PLAN ENERGÉTICO NACIONAL 2015-2050

En marzo de 2016, el Gobierno de Panamá aprobó el PEN 2015-2050. El plan fue realizado por el SNE y desarrollado a partir de foros públicos en todo el país que incluyeron al gobierno y a más de 800 individuos de la sociedad civil, los sectores público y privado y las comunidades indígenas.

El plan describe las pautas generales y conceptuales para el sector energético de Panamá a lo largo de los próximos 35 años, y sirve como hoja de ruta para la diversificación del sector energético y el fomento del

acceso a la energía, de la eficiencia energética, de la seguridad energética y de la descarbonización del sistema energético. Se divide en cinco partes:

1. Lineamientos conceptuales para el desarrollo sostenible del sector
2. El Plan Operativo a Corto Plazo 2015-2019
3. Escenarios (de referencia y alternativos)
4. Propuesta para una política energética a largo plazo (2015-2050)
5. Informe del proceso de consulta.

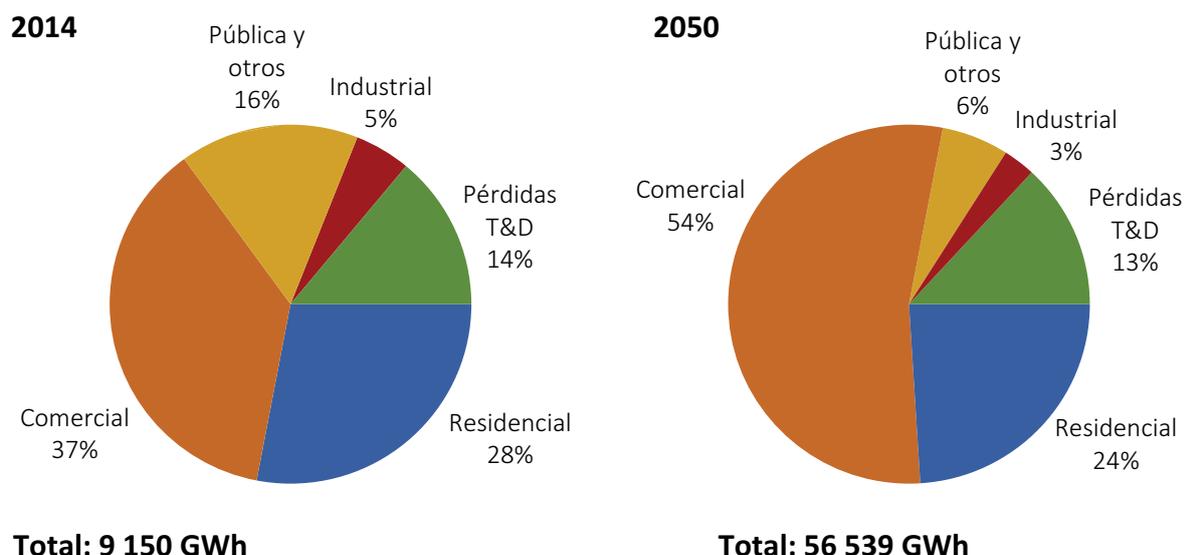
El plan analiza dos escenarios posibles (de referencia y alternativo) y los compara a fin de identificar las acciones principales que permitan lograr las metas del sector energético nacional tal como están descritas mediante el escenario alternativo.

El plan analiza un caso base (escenario de referencia), que supone el crecimiento histórico proyectado sin la implementación de ninguna regulación que lleve a frenar la demanda, y lo compara con otras alternativas que contemplan tanto la eficiencia como la responsabilidad en el consumo energético (por ejemplo, a través de la expansión de soluciones para el tránsito masivo, refrigeración de alta eficiencia y otras aplicaciones domésticas), además de la incorporación de energía renovable y combustibles con menos contenido de carbono (como generación solar, eólica y con gas natural licuado) a fin de descarbonizar el suministro energético de Panamá.

En cuanto a la electricidad se refiere, el caso de referencia muestra que la trayectoria del crecimiento de la demanda de Panamá llevaría a una proporción más alta de carbón en la combinación energética para el año 2050. Sin embargo, el escenario alternativo sugiere que la energía renovable podría alcanzar el 70% del suministro en los próximos 35 años, a la vez que satisfaría el crecimiento de la demanda (SNE, 2015).

De acuerdo con el escenario de referencia, que establece una línea base asumiendo un escenario de «business as usual», la distribución del consumo de electricidad muestra un incremento marcado entre los años 2014 y 2050 en el sector comercial, así como un valor casi constante referente a las pérdidas al sistema, que permanecen en el orden del 13% al 14%. Al mismo tiempo, el consumo anual incrementaría de 9 000 GWh hoy en día a 56 000 GWh en 2050 (Figura 19).

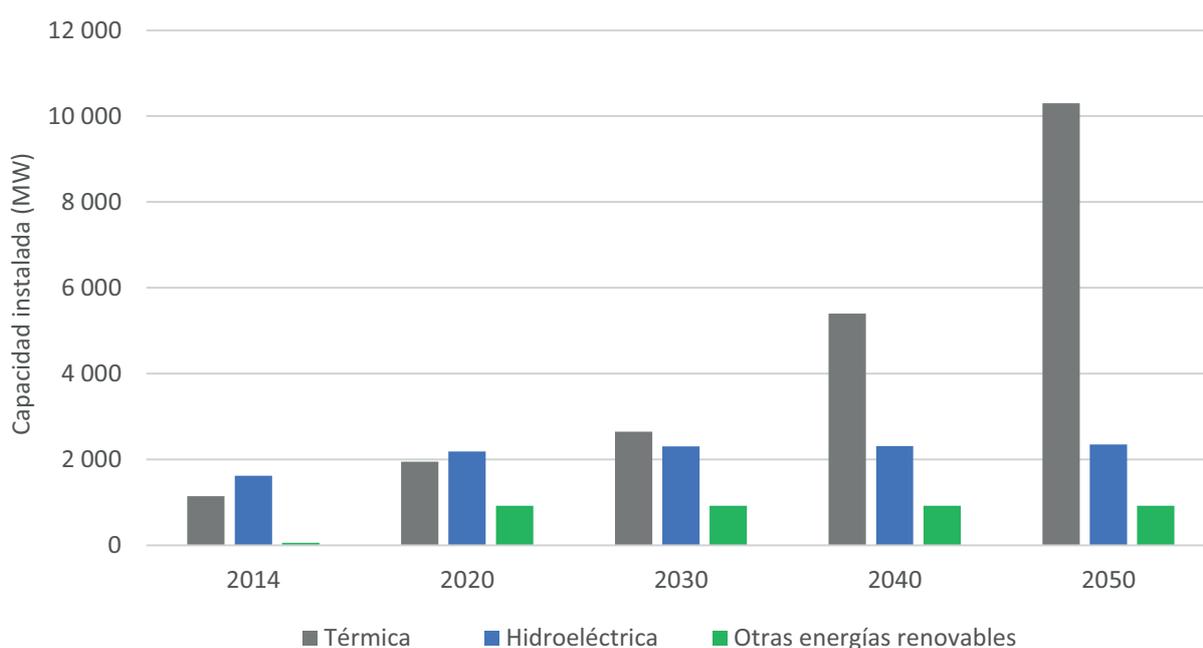
Figura 19: Escenario de referencia: distribución del consumo de electricidad (2014 comparado con 2050)



Con base en SNE (2015), Plan Energético Nacional (2015 - 2050).

El escenario de referencia sugiere un crecimiento estable en generación de energía térmica, con una capacidad instalada de alrededor de 10 000 MW para el año 2050 y un estancamiento de la capacidad de energías renovables e hidroeléctrica después del año 2020. Los recursos térmicos constituyen el 76% de la generación eléctrica, mientras que los renovables (hidroeléctrico, solar y eólico) solamente cubren el 24% (Figura 20).

Figura 20: Escenario de referencia: capacidad instalada de la electricidad (2014-2050)



Con base en SNE (2015), Plan Energético Nacional (2015 - 2050).



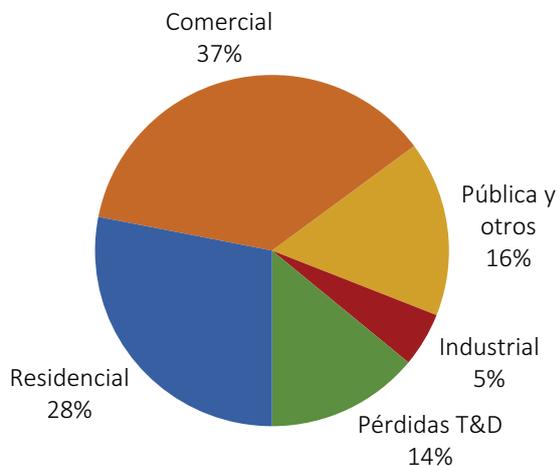
**Panamá alcanzó una capacidad hidroeléctrica instalada de 1 769 MW en 2016**

Fotografía: Shutterstock

El escenario alternativo busca cambiar el paradigma actual y alcanzar un futuro energético deseado. En este escenario, las medidas de eficiencia energética han sido incrementadas en comparación a su baja aplicación actual, de manera que el consumo anual se reduce a 36 877 GWh, mientras que las pérdidas de transmisión y distribución caen del 14% al 9% (Figura 21).

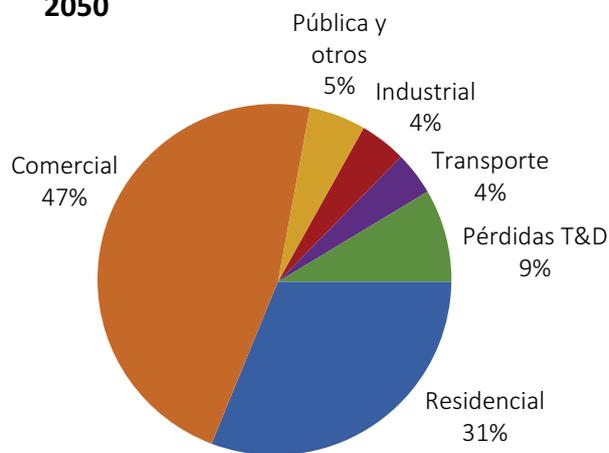
**Figura 21: Escenario alternativo: distribución del consumo de electricidad (2014 comparado con 2050)**

**2014**



**Total: 9 150 GWh**

**2050**



**Total: 36 877 GWh**

Con base en SNE (2015), Plan Energético Nacional (2015 - 2050).

En el escenario alternativo, las energías renovables mantienen una proporción significativamente mayor en la generación eléctrica en comparación a las fuentes de energía térmica. Para el año 2050, con la implementación de políticas adecuadas, las energías renovables no convencionales (energía solar y eólica) excederían una capacidad instalada de 8 000 MW, y si se considera la energía hidroeléctrica, las energías renovables toman una proporción del 77% de la generación eléctrica (Figura 21).

Las fuentes de energías térmica, entre tanto, tan solo alcanzarían una capacidad instalada de poco más de 5 000 MW para el año 2050, alrededor de la mitad de la capacidad de energía térmica en el escenario de referencia (Figura 20).

Alcanzar el escenario alternativo del PEN 2015-2050 tendría implicaciones significativas a lo largo del sector energético (SNE, 2015):

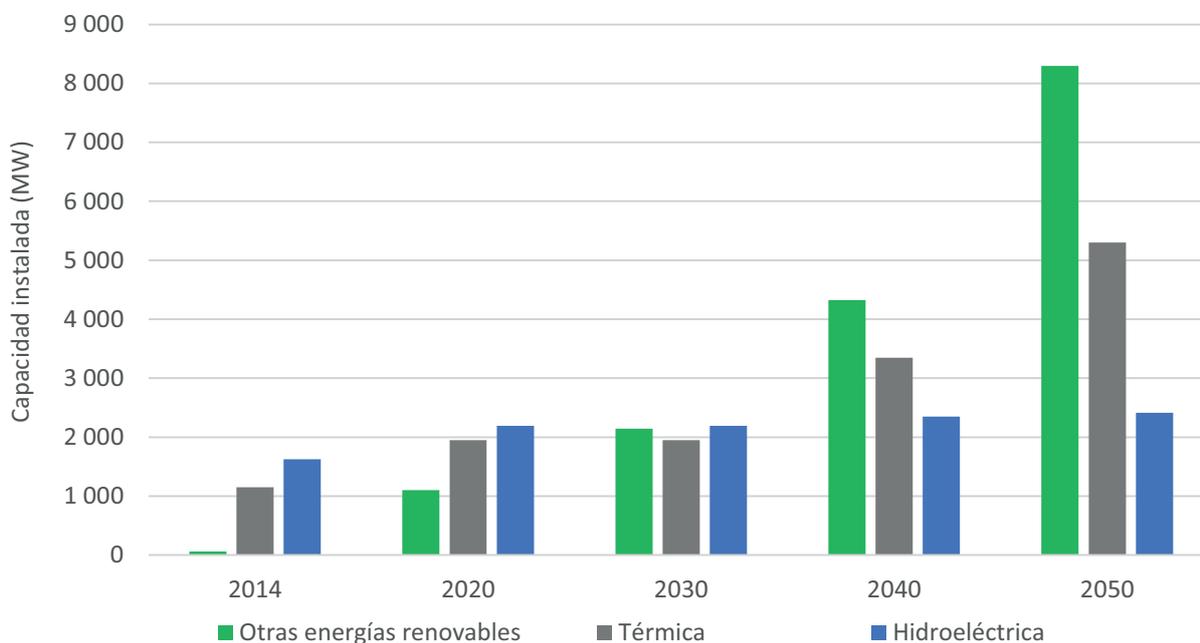
- **Demanda de electricidad:** Una reducción en la demanda de electricidad mediante el incremento en la eficiencia energética (incluyendo un mejoramiento en el diseño de edificios) y menores pérdidas de transmisión y distribución. Comparada con el escenario de referencia, la demanda de electricidad cae en un 35%.

- **Suministro eléctrico:** La capacidad total instalada en el escenario alternativo es 18% superior al caso de referencia. La capacidad solar y eólica aumenta, junto con la hidroeléctrica y la biomasa, que en conjunto abarcan alrededor del 77% de la capacidad instalada.

- **Consumo de combustibles fósiles:** El consumo de gasolina y de diésel se reducen en un 42% y en un 29%, respectivamente. Esto se debe a la electrificación del sector de transporte, incluyendo el mayor uso del metro de Panamá y una mayor adopción de vehículos eléctricos. El consumo de GLP se reduce en un 31% debido a que es sustituido por estufas eléctricas en los hogares, lo que resulta en un incremento de la demanda de electricidad en el sector residencial en un 7,2%.

- **Emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>):** Una reducción del 61% de las emisiones de CO<sub>2</sub> con respecto al caso de referencia.

Figura 22: Escenario alternativo: capacidad instalada de electricidad (2014-2050)



Con base en SNE (2015), Plan Energético Nacional (2015 - 2050).

## III. DESARROLLO DE ENERGÍAS RENOVABLES

### 3.1 POTENCIAL Y DESARROLLO DE RECURSOS DE ENERGÍA RENOVABLE

El potencial de las energías renovables en Panamá es abundante y diverso, e incluye recursos tales como energía hidroeléctrica, eólica, solar, geotérmica, marina y biomasa (bagazo, hollejo, madera, carbón, turba, biogás y bioetanol). A pesar de su vasto potencial, las necesidades energéticas de Panamá son satisfechas principalmente con recursos de combustibles fósiles.

A continuación se discuten el potencial y el estado del desarrollo de los recursos energéticos renovables en Panamá:

#### ENERGÍA HIDROELÉCTRICA

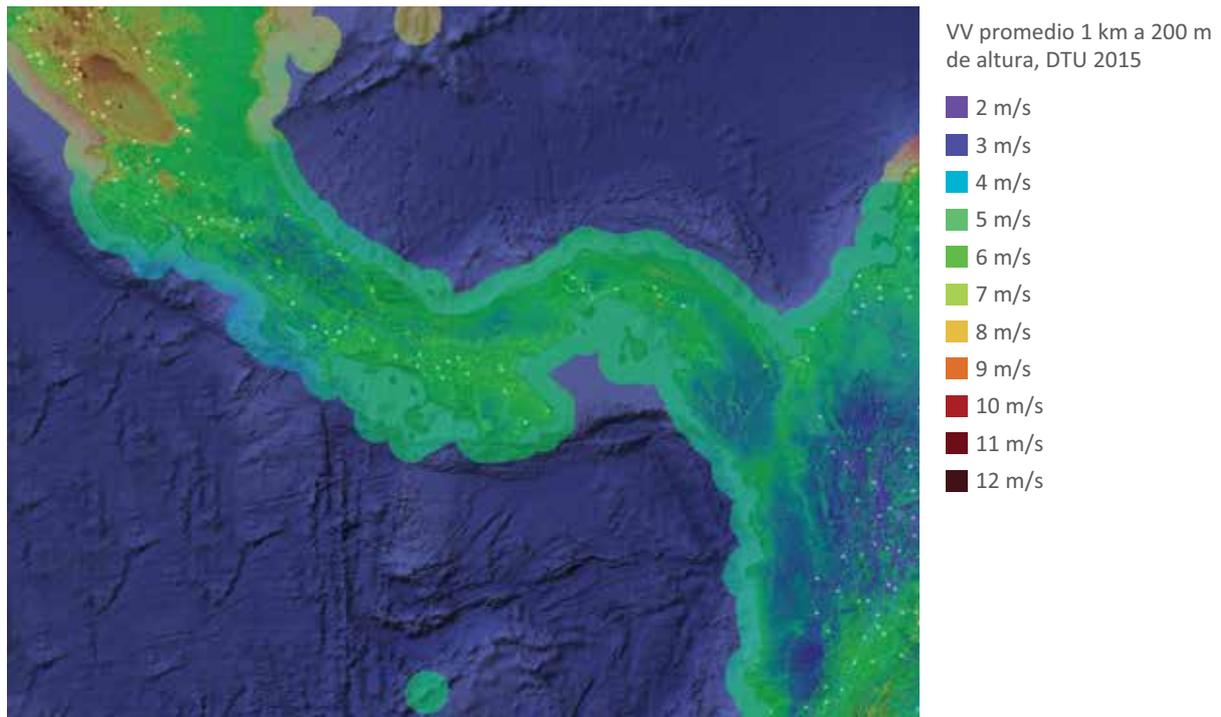
La energía hidroeléctrica es la mayor fuente de electricidad en el país, con una capacidad instalada de 1 769 MW en 2016, lo que corresponde a una proporción del 53% de la capacidad instalada total (Figura 11). El potencial de la energía hidroeléctrica ha sido estudiado ampliamente, poniendo al descubierto un potencial estimado de aproximadamente 11 879 GWh/año (lo que se traduce en una capacidad instalada de 2 389 MW, con un factor de capacidad promedio neto de 0,57) (SNE, 2015). Se han identificado un total de 42 sitios para plantas con una capacidad por debajo de 1 MW y 53 sitios para plantas por encima de 1 MW. El potencial para plantas grandes por encima de los 100 MW se ha agotado, siendo el último el Proyecto de Changuinola II de 220 MW, que fue planificado por EGESA (SNE, 2015).

#### ENERGÍA EÓLICA

Los recursos de energía eólica de Panamá se extienden a lo largo del país, y mejoran a lo largo de la costa del Caribe y en varios pasajes de viento en las cadenas montañosas. El Atlas Global de IRENA muestra estimaciones promedio de velocidad del viento de 5 a 7 metros por segundo (m/s) a una altura de 200 metros (m) (Figura 23). De acuerdo con el PEN 2015-2050, las mediciones tomadas para ETESA a 40 m de altura han identificado sitios con velocidades promedio de entre 6 m/s y 11 m/s junto con un factor de capacidad del 35% (SNE, 2015). El potencial de energía eólica marina aún debe ser evaluado.

Panamá tiene 270 MW de capacidad instalada de energía eólica, ubicada totalmente en el municipio de Penonomé, en la provincia de Coclé (SNE, 2015). Hasta febrero de 2017, la ASEP había otorgado 662 MW de licencias eólicas permanentes para el desarrollo futuro de proyectos que permitirían a los desarrolladores iniciar la construcción. Estas licencias exigían garantías por parte de los solicitantes, las cuales serían ejecutadas si el proyecto no fuese completado, particularmente bajo obligaciones de PPA. También se otorgaron licencias provisionales para el desarrollo futuro de energías eólicas por una cantidad de 870 MW.

Figura 23: Evaluación de los recursos eólicos en Panamá



Fuente: IRENA (n.d.), Global Atlas for Renewable Energy, [www.irena.org/globalatlas](http://www.irena.org/globalatlas); datos del mapa: DTU 2015; mapa base: Google 2016.

Adicionalmente, los mapas de idoneidad de IRENA muestran zonas potencialmente viables para el desarrollo de sistemas descentralizados de energía eólica (sistemas que no están conectados a la red de distribución o transmisión) y para sistemas conectados a la red. Los mapas indican el potencial del recurso eólico para el desarrollo de proyectos energéticos mediante una gama de colores amarillo-rojo (donde el amarillo es el menos adecuado y el rojo oscuro, el más adecuado). Para verificar esto, se marcan en el mapa centrales de energía eólica existentes y aquellas

en construcción, lo que corrobora la confiabilidad del análisis para los dos parques eólicos ubicados al sur del país. El análisis de idoneidad para la energía eólica conectada a la red muestra que las instalaciones de generación eólica de Panamá corresponden a las zonas con recursos más altos (Figura 24), mientras que las zonas adecuadas para la energía eólica descentralizada están distantes del sistema de transmisión principal pero dentro de zonas con alto potencial de recursos (Figura 25).

Figura 24: Análisis de idoneidad para la energía eólica conectada a la red (resolución de 1 km)



Fuente: IRENA (n.d.), Global Atlas for Renewable Energy, [www.irena.org/globalatlas](http://www.irena.org/globalatlas); datos del mapa: DTU 2015; mapa base: Google 2016

Figura 25: Análisis de idoneidad para la energía eólica descentralizada (resolución de 1 km)



Fuente: IRENA (n.d.), Global Atlas for Renewable Energy, [www.irena.org/globalatlas](http://www.irena.org/globalatlas); datos del mapa: DTU 2015; mapa base: Google 2016

### Recuadro 3: Atlas global para energías renovables

Como parte del respaldo que brinda IRENA a todos sus miembros en la facilitación de desarrollo de proyectos, la evaluación de energías renovables de la Agencia incluye la publicación de mapas de recursos renovables a través del Atlas Global de Energías Renovables, que se encuentra disponible al público. La herramienta contiene alrededor de 2 000 mapas y evaluaciones de zonas de idoneidad con información local clave, tal como la distancia a la infraestructura de transmisión, población y topografía, que pueden ayudar a identificar zonas adecuadas para el desarrollo.

En el año 2017, se lanzó el Atlas Global 3.0, el cual ahora incluye mapas de recursos solares y eólicos ampliamente validados con una resolución espacial de 1 km. A través de la metodología de zonas, IRENA ha apoyado el análisis del mercado regional para que América Latina identifique zonas idóneas para el desarrollo solar y eólico, tanto a escala de servicios públicos como descentralizada, que proporcionan indicios sobre el potencial técnico.

## ENERGÍA SOLAR

Panamá recibe una irradiación promedio de 4,8 kWh/m<sup>2</sup>/día, con el recurso más fuerte identificado en el sur de las provincias de Chiriquí y Veraguas, con un promedio por encima de los 5 kWh/m<sup>2</sup>/día (SNE, 2015) La energía solar ha sido explotada en el país en una medida muy limitada, principalmente en áreas rurales y aplicaciones industriales aisladas, tales como sistemas de comunicación, iluminación de boyas marinas y procesos de secado en agricultura.

Las centrales de energía solar empezaron a instalarse en el país en el año 2013, y la capacidad instalada de energía solar alcanzó los 90 MW en 2016 y 127 MW a partir de junio de 2017 (Tabla 1). Hasta febrero de 2017, la ASEP había otorgado licencias solares permanentes

para el desarrollo futuro de 345 MW y licencias provisionales para 376 MW.

Las áreas altamente adecuadas para la ubicación de plantas de energía solar FV son bastante variadas y ofrecen una oportunidad significativa. Las Figuras 26 y 27 presentan los mapas de idoneidad de IRENA que muestran los recursos solares en todo el país, tanto para instalaciones de generación conectadas a la red como las descentralizadas. Los mapas revelan un potencial solar más alto que el eólico en la mayor parte del país, y las áreas más adecuadas se localizan en las regiones del sur y oeste de Panamá debido a la proximidad a la infraestructura de la red.

Figura 26: Análisis de idoneidad para la energía solar conectada a la red (resolución de 1 km)



Fuente: IRENA (n.d.), Global Atlas for Renewable Energy, [www.irena.org/globalatlas](http://www.irena.org/globalatlas); datos del mapa: 3TIER 2015; mapa base: Google 2016

Figura 27: Análisis de idoneidad para la energía solar descentralizada (resolución de 1 km)



Fuente: IRENA (n.d.), Global Atlas for Renewable Energy, [www.irena.org/globalatlas](http://www.irena.org/globalatlas); datos del mapa: 3TIER 2015; mapa base: Google 2016

## ENERGÍA GEOTÉRMICA

Las evaluaciones preliminares sobre el potencial de la energía geotérmica empezaron en Panamá en la década de 1970. Sin embargo, desde entonces, no se han realizado otros estudios y evaluaciones específicos de los sitios, lo que se traduce en que las estimaciones de los recursos varíen ampliamente. Los estudios preliminares identificaron 23 áreas de fuentes de agua caliente en el país, tres de estas fuentes tienen el potencial técnico para la explotación de la energía geotérmica: Calobre en la provincia de Veraguas, Cerro Colorado en la provincia de Chiriquí y El Valle de Antón, en la provincia de Coclé. También se localizaron otros sitios con potencial geotérmico, entre los que están Tonosí en la provincia de Los Santos y la Isla de Coiba (SNE, 2015).

Panamá ha buscado explotar sus recursos geotérmicos, a principios del año 2017, la Universidad Técnica de Panamá organizó su primera expedición geotérmica para identificar posibles fuentes nuevas de energía geotérmica en el país (Richter, 2017). También se anunciaron planes para un posible proyecto geotérmico de 5 MW en la provincia de Chiriquí, que se convertiría en la primera unidad de generación geotérmica (Richter, 2013).

Es necesario superar barreras, que incluyen altos costos iniciales y riesgos de inversión, particularmente en la fase de exploración, para el desarrollo geotérmico exitoso de Panamá. La causa principal del alto riesgo de inversión es la falta de estudios de recursos en Panamá, que puedan diferenciar la disponibilidad de recursos geotérmicos de alta, media y baja entalpía.

## BIOMASA

El potencial de la biomasa varía ampliamente dependiendo de la actividad humana. El bagazo de caña ha sido utilizado tradicionalmente en los ingenios de azúcar como fuente de energía para el procesamiento de azúcar y para producir electricidad, y tiene un potencial anual estimado de generación de electricidad de alrededor de 28 GWh (SNE, 2015). El proceso de secado del café y las cosechas de arroz genera hollejos de café y arroz, que también se utilizan como combustible para producir calor. Tradicionalmente, la madera y el carbón han sido utilizados para cocinar en áreas rurales y pequeñas áreas industriales, tales como panaderías y secado de grano.

En la provincia de Bocas del Toro se ha identificado un depósito de turba de 80 km<sup>2</sup> por 8 metros de espesor, con una masa estimada de 118 millones de toneladas, suficiente para alimentar una planta de vapor de 30 MW durante 30 años. El bioetanol es un producto derivado de la biomasa, y entre los años 2013 y 2014, una planta suministró este derivado del combustible, que luego se mezclaba con gasolina a un 5%. La planta dejó de operar recientemente, aunque se espera que esta actividad sea reanudada en el futuro. El mercado eléctrico de Panamá tiene una planta de respaldo a diésel de 8,1 MW (Urbalía Cerro Patacón), la cual utiliza metano como derivado de desechos. Adicionalmente, está en construcción el Proyecto CADASA, un generador con una capacidad de 30 MW que utiliza bagazo, hollejo de arroz y otros productos orgánicos (SNE, 2015).

## ENERGÍA MARINA

Panamá tiene casi 3 000 km de costa sobre los océanos Pacífico y Atlántico, y podría beneficiarse de las diferencias entre las mareas altas y bajas, que llegan a ser de más de 5 m en el océano Pacífico. Ambos océanos tienen olas con diferentes intensidades, frecuencias y tamaños que podrían explotarse. También existen vientos marinos que potencialmente podrían explotarse a lo largo de la costa del Caribe (océano Atlántico). A pesar de tener vastos recursos de energía, su potencial aún no ha sido evaluado. El SNE ha considerado estudios en línea con sus planes a futuro.

### 3.2 POLÍTICA DE ENERGÍAS RENOVABLES Y ESQUEMAS DE APOYO

Con la liberalización del sector eléctrico en los años 1997-1998, la inversión privada empezó a entrar de manera estable en la construcción de nuevas instalaciones de generación térmica. Al mismo tiempo, Panamá tenía políticas limitadas para apoyar el despliegue de energías renovables. Una excepción fue la Ley 6 de 1997, la cual estableció el marco regulatorio e institucional para el sector eléctrico, decretando una prima de precio del 5% sobre las fuentes de energía renovable que licitaran en subastas (ASEP, 1997).

En el año 2004, Panamá buscó diversificar su mix de electricidad impulsando una variedad de incentivos fiscales para el desarrollo de proyectos de energías renovables mediante la adopción de la Ley 45, la cual permite que proyectos renovables (inferiores o iguales a 10 MW) accedan a PPA con una empresa de distribución eléctrica respectiva, siempre que las ventas de electricidad no excedan el 15% de la demanda máxima del servicio público (ASEP, 2004). Además, la ley exime a los generadores renovables de todo impuesto sobre equipos importados, y proporciona un crédito de impuesto a las ganancias de hasta 25% de la inversión del proyecto,<sup>6</sup> el cual puede utilizarse hasta 10 años después de la fecha de la puesta en servicio. La ley también exime de tarifas de transmisión o distribución a proyectos de energía renovable menores a los 10 MW, mientras que los proyectos entre 10 MW y 20 MW no pagan tarifas de transmisión o distribución para los primeros 10 MW durante 10 años (ASEP, 2004).

Más recientemente, Panamá estableció incentivos fiscales para la energía eólica y solar. La Ley 44 de 2011 creó subastas eólicas específicas, así como una depreciación acelerada de equipos eólicos y una exención fiscal de hasta 15 años para productores de equipos eólicos asentados en Panamá. La Ley 37 de 2013 estableció subastas específicas para energías solares en Panamá, junto con una depreciación acelerada de los equipos de energía solar (ASEP, 2017).

Panamá también mantiene un esquema de medición neta. La Resolución AN N.º 5399-Elec permite a los consumidores minoristas con unidades de generación renovables de hasta 500 kW que se conecten a la red de distribución y vendan su exceso de generación. La empresa de distribución del consumidor reembolsa esta electricidad en exceso al precio promedio por kWh que cobró a los clientes minoristas en dicho año (ASEP, 2012).

Mediante la Ley 42 de 2011, Panamá desarrolló un mandato de mezcla de etanol del 10% en gasolina que debía entrar en vigor en el año 2016. Esta ley también estableció un subsidio del 20% para costos de materia prima en los primeros cinco años de operación de las plantas de biocombustible que procesan biomasa local. Debido a una falta de suministro de etanol, el mandato fue suspendido posteriormente en el año 2014. Sin embargo, el gobierno aún ofrece un crédito fiscal de 0,159 USD/litro a productores de combustible por la compra de biocombustibles (IEA e IRENA, 2017).

Una sequía prolongada en 2014 redujo de manera significativa la generación de energía hidroeléctrica, y forzó al país a depender significativamente de la generación de energía termoeléctrica y de importaciones de electricidad. Como resultado, el gobierno anunció su intención de continuar desarrollando fuentes de energía renovable no hidroeléctricas para diversificar el suministro de energía del país.

**Panamá debería desarrollar un plan a largo plazo para la movilidad eléctrica y el acoplamiento de sectores**

<sup>6</sup> Esta exención fiscal se mide por la cantidad de emisiones de CO<sub>2</sub> que el proyecto reduce anualmente. La ASEP calcula esto para cada proyecto en coordinación con el Ministerio de Economía y Finanzas y la Autoridad Nacional del Medioambiente.

### 3.3 INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO DE LA ENERGÍA RENOVABLE

La investigación y desarrollo de la tecnología de energías renovables en Panamá empezó en la década de 1970. Hoy en día, las universidades en el país ofrecen una amplia gama de cursos de ingeniería y técnicos para preparar a los estudiantes para el trabajo en el sector energético, incluidos programas en ingeniería electromecánica, ingeniería eléctrica, ingeniería electrónica, ingeniería civil, ingeniería industrial e ingeniería mecatrónica. A pesar de ello, se requiere un mayor énfasis en brindar a los estudiantes los conocimientos técnicos, económicos e institucionales sobre las energías renovables, especialmente porque estos temas están relacionados con la creciente participación de las ERV en los sistemas energéticos, tal como se tiene previsto en el PEN 2015-2050. Asimismo, la capacitación en: planificación con programas de computación de corto y largo plazo, pronósticos operativos para energías renovables y necesidades de los centros de control, siguen siendo limitadas en la educación superior en Panamá.

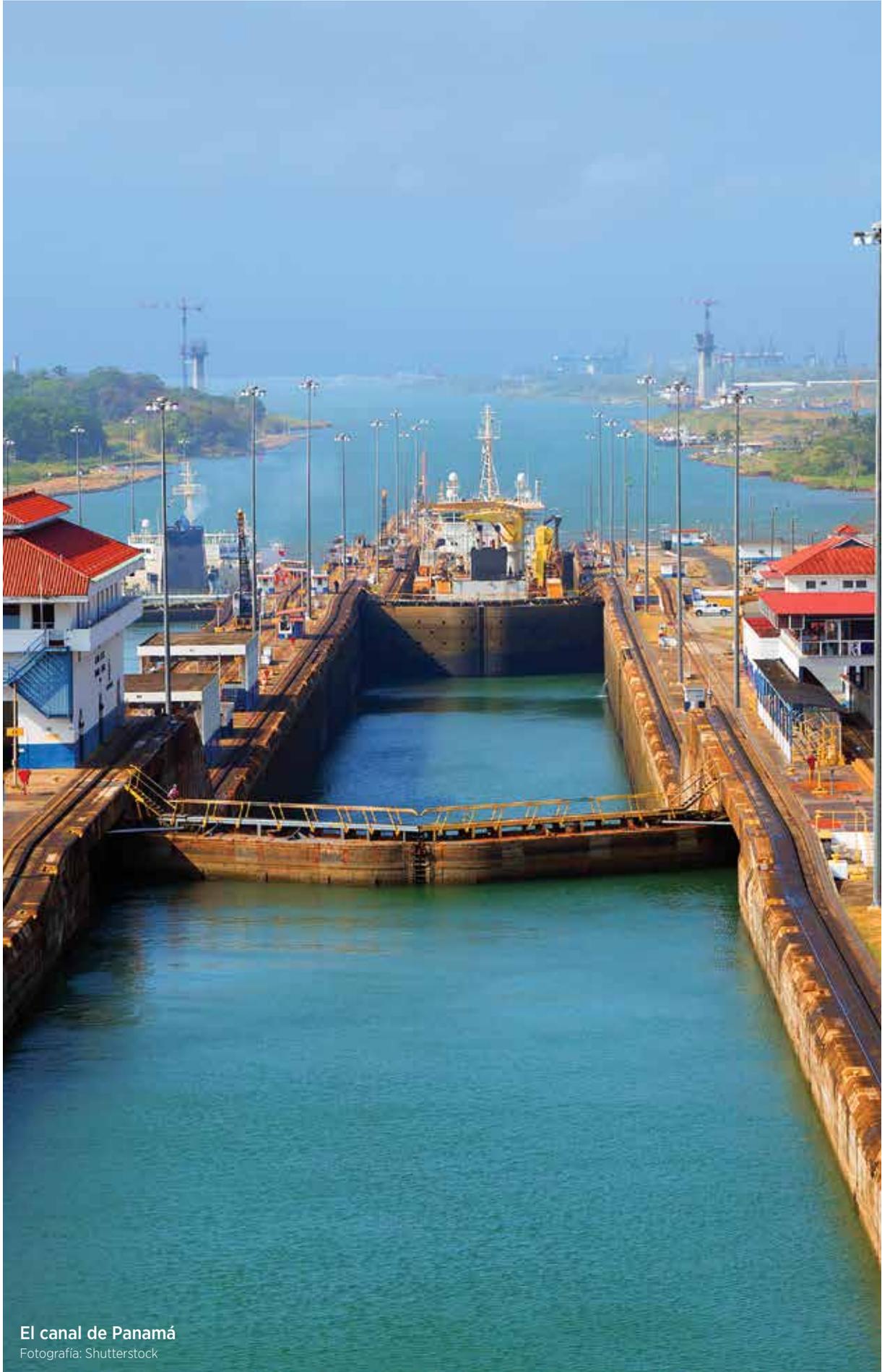
En respuesta a esta necesidad, las universidades en Panamá están empezando a adaptar sus programas para adecuarse a la demanda creciente de profesionales en energías renovables. Estos incluyen el curso de ingeniería en energía y ambiental que ofrece la Universidad Tecnológica de Panamá (UTP) a nivel de pregrado, maestría y doctorado, y futuras titulaciones en la Universidad de Panamá (UP) en ingeniería en electricidad y energías renovables. Asimismo, se están incrementando las opciones en universidades privadas para estudiar ingeniería geofísica para el desarrollo de tecnología geotérmica.



Estación hidroeléctrica Gatun en Panamá  
Fotografía: Shutterstock

Además de las universidades, las principales instituciones de Panamá involucradas en el estudio y evaluación de energías renovables incluyen las siguientes:

- A. **El Centro de Investigaciones Hidráulicas e Hidrotécnicas** fue creado en 1980 y se encarga de hacer investigación relacionada con recursos hidráulicos y el medio ambiente.
- B. **El Centro para la Investigación e Innovación Eléctrica, Mecánica y de la Industria** fue creado en el año 2011 como una unidad de ahorro eléctrico, un Departamento de Investigación y Desarrollo y un Departamento de Servicios de Producción. Dentro de esta estructura, alberga tres unidades descentralizadas: el Centro de Capacitación en Energías Renovables, el Centro de Innovación y Transferencia de Tecnología y el Observatorio Astronómico de Panamá.
- C. **La Ciudad del Saber** es un desarrollo de más de 200 edificios y fue establecido con el propósito de promover el desarrollo sostenible a través de la cooperación internacional en los ámbitos de los negocios, académico y científico. La ciudad es anfitriona de varias empresas de energías renovables, y su Vicepresidencia de Negocios es responsable de identificar, atraer y contratar empresas, programas académicos y centros de investigación y desarrollo.
- D. **La Unidad de hidrometeorología de ETESA** está encargada de la planificación, expansión, operación y mantenimiento de la red nacional de Panamá de estaciones de observación meteorológica e hidrológica, así como de las estaciones de monitoreo de la calidad de agua, de conformidad con las normas internacionales establecidas por la Organización Meteorológica Mundial (OMM).
- E. **La Autoridad del Canal de Panamá** fue establecida como una unidad legal autónoma y está encargada de supervisar la operación, administración, gerencia, preservación, mantenimiento y modernización del canal. La autoridad ha instalado una planta solar flotante experimental de 22 kW y construirá instalaciones adicionales si el proyecto inicial resulta exitoso (Panama Today, 2017). Esta nueva generación solar contribuirá a desplazar el consumo de combustible, reducir el crecimiento de vegetación acuática en los lagos del canal y reducir la evaporación de agua en los lagos, a la vez que evitará los desafíos relacionados con el uso de la tierra.



El canal de Panamá  
Fotografía: Shutterstock

## IV. DESAFÍOS Y RECOMENDACIONES

### 4.1 PANORAMA GENERAL

En los 15 años posteriores a la privatización del sector eléctrico en Panamá, más de 1 500 MW de proyectos convencionales hidráulicos y térmicos ganaron licitaciones con PPA y disfrutaron ciertos beneficios regulatorios,<sup>7</sup> tales como incentivos y exenciones fiscales. Contra estos antecedentes, el SIN tradicionalmente ha dependido de unidades hidroeléctricas y térmicas para la generación eléctrica base, en los que las unidades de generación gozaban del reconocimiento de pago por su capacidad, energía y servicios complementarios, tales como reserva rodante, regulación secundaria, arranque rápido y otros.

La planta de Sarigua, la primera planta solar de Panamá con una capacidad de 2 MW, se instaló en 2013. Después de este importante hecho, lentamente han surgido nuevos proyectos solares y eólicos, que sumaron 397 MW en junio de 2017. Para estos proyectos ha sido difícil competir de manera efectiva dentro de un mercado enfocado en las generaciones hidráulica y térmica convencionales, ya que no se les ofrecen pagos por potencia firme.<sup>8,9</sup>

La implementación de energías renovables ha impactado el mercado nacional a través de la reducción de los costos de energía en el mercado spot, el aseguramiento del suministro mediante el gran volumen de energía instalada y el desplazamiento de la generación térmica, reduciendo así la huella de carbono del país, generando mano de obra capacitada y reduciendo la dependencia de los precios volátiles del petróleo.

Los costos marginales del sistema se han reducido a partir de 2014 debido a la caída de los precios de combustible y el gran volumen de energías renovables inyectado a partir de 2011, incluidas las ERV a partir de 2013. El uso de estas tecnologías puede empujar los precios a cero en periodos fuera de pico, debido a que la asignación de su costo marginal es cero.

La Tabla 2 muestra cómo ha aumentado en años recientes el número de horas cuando el CMS cae a cero, lo que reduce los precios en el mercado spot y puede ser amenazante para actores que operan sin un PPA.

<sup>7</sup> Los actores con plantas térmicas pueden indexar el precio de la energía según la variación del precio del combustible, mientras que el precio de venta de la hidroenergía es fijo.

<sup>8</sup> La definición actual de potencia firme requiere de una disponibilidad de recursos para el 95% de horas al año.

<sup>9</sup> En la temporada de lluvias, un CMS que sea igual a cero suele hacer que la energía se venda a un precio de cero.

**Tabla 2: Horas anuales con valores CMS menores a 10 USD**

	CMS = 0 USD	CMS < 10 USD
2010	0	7
2011	25	55
2012	2	13
2013	37	37
2014	174	174
2015	280	281
2016	780	931
2017	1 508	2 071

Fuente: CND (2018b), Oficial Histórico Costo Marginal, [www.cnd.com.pa/descargar\\_archivo.php?nombre=Oficial\\_Historico\\_Costo\\_Marginal.zip&tipo\\_informe=38&ano=2018](http://www.cnd.com.pa/descargar_archivo.php?nombre=Oficial_Historico_Costo_Marginal.zip&tipo_informe=38&ano=2018)

A la vez, la creciente cantidad de generación de nuevos recursos renovables ha ayudado a que Panamá exporte su energía en exceso en el mercado regional. Sin embargo, estas ventajas están en riesgo ya que las empresas de ERV se enfrentan a desafíos económicos que se derivan del modelo actual de mercado, el cual está basado en fuentes más convencionales, tales como la generación de energía hidroeléctrica y térmica, y no reconoce las características de operación únicas de la generación de ERV.

El gobierno, en busca de mejorar estas condiciones, desarrolló una serie de leyes especiales y códigos de conexión a la red para las ERV para incentivar el desarrollo de energías renovables. Sin embargo, podrían hacerse otros ajustes regulatorios para asegurar que las energías renovables puedan operar en un nivel de juego parejo con los generadores de energías fósiles, en oposición al ambiente regulador actual que favorece la generación convencional hidroeléctrica y térmica.

#### 4.2 DESAFÍOS Y RECOMENDACIONES CLAVE

La energía renovable variable, incluidas la energía eólica y solar, incluye las principales tecnologías descritas en el PEN 2015-2050 para diversificar y descarbonizar el sector energético de Panamá. Al mismo tiempo, los avances tecnológicos en otras tecnologías, como la energía marina, también tienen el potencial de hacer importantes contribuciones a la combinación de energías en el futuro.

Las acciones recomendadas a continuación pueden contribuir a superar barreras que permitan un despliegue acelerado de porcentajes superiores de energías renovables de una manera óptima que apoye la transición del país hacia un futuro con energías sostenibles.

#### INCENTIVOS REGULATORIOS Y FINANCIEROS PARA ENERGÍAS RENOVABLES VARIABLES

**Desafío:** Considerando la ambición del gobierno de una transición a un 70% de energías renovables en la combinación eléctrica nacional para 2050, se requieren normas regulatorias revisadas que otorguen un campo de juego equitativo para las energías renovables frente a la generación convencional, particularmente en un mercado mayorista competitivo con un panorama a mediano plazo de precios bajos y restricciones en la capacidad de transmisión. Las condiciones normativas actuales, y en particular los PPA, están diseñados para tecnologías despachables, tales como carbón, gas, petróleo e hidro, y no incentivan proyectos nuevos de energía eólica o solar FV.

**Acción recomendada:** Evaluar los incentivos de inversión para los proyectos eólicos o solares FV bajo las condiciones de mercado actuales y esperadas, con un enfoque específico en los PPA. Identificar factores con una influencia negativa en el comportamiento de la inversión y las respuestas regulatorias necesarias. Determinar un conjunto de soluciones ejecutables que conduzcan a un ambiente de inversión fortalecido sin comprometer

el funcionamiento eficiente del mercado mayorista de Panamá. Estas podrían incluir un ajuste de la compensación por restricción, un nuevo cálculo de niveles de remuneración relacionados con los PPA y una nueva definición de potencia firme que tome en cuenta las características operativas de las ERV.

## PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA ENERGÉTICO CON ALTOS PORCENTAJES DE ENERGÍAS RENOVABLES VARIABLES

**Desafío:** La planificación continuará siendo un área transversal importante para el sector energético de Panamá, ya que los planificadores deben enfrentarse con una variabilidad e incertidumbre crecientes resultantes de la alta penetración de la generación de energía solar y eólica que se tiene prevista hasta 2050. Sin embargo, sin un conjunto fuerte de análisis tecnoeconómicos cuantitativos para guiar estos esfuerzos de planificación, la ampliación de la generación podría retrasarse, los costos de desarrollo de la infraestructura de la red pueden asignarse de manera ineficiente y la operación general confiable del sistema energético podría verse comprometida.

**Acción recomendada:** Desarrollar una estrategia nacional para mejorar la planificación y el desarrollo de modelos del sistema energético con mayores penetraciones de ERV.

Esto respaldará la planificación del sector energético de Panamá mediante la definición de escenarios de transición a largo plazo y acciones a corto plazo que pueden vincular el desarrollo de la red con el desarrollo de la generación de energía renovable a la vez que se alinean con actualizaciones periódicas al PEN 2015-2050. Estas acciones pueden traer como consecuencia, la racionalización en la gestión de colas de conexión, reducir o evitar la interrupción de la generación de energías renovables, el apoyo al uso eficiente de la línea regional del SIEPAC y el recorte en costos generales del sistema de electricidad.

## NUEVAS PRÁCTICAS OPERATIVAS PARA EL SISTEMA ENERGÉTICO

**Desafío:** Las operaciones del sistema energético en Panamá aún reflejan al «antiguo paradigma» de unidades de generación centralizadas despachables. Dadas las condiciones físicas únicas de las fuentes de ERV, surgen desafíos para la operación del sistema con altas proporciones de energías renovables variables. Estos pueden clasificarse en gran parte como: desafíos de flexibilidad, de adecuación del sistema y de estabilidad. En este sentido, la integración confiable de grandes proporciones de generación eólica y solar requiere modificaciones a las prácticas operativas del CND, así como la identificación de los mecanismos de flexibilidad necesarios.

**Acción recomendada:** Llevar a cabo de una evaluación integral para identificar nuevas prácticas operativas que puedan proporcionar la flexibilidad y solidez adecuadas para la operación confiable del sistema energético con mayores proporciones

de ERV. Estas incluyen técnicas de pronóstico mejoradas, servicios complementarios mejorados, programación más flexible de las prácticas de generación y despacho de cargas y gestión mejorada de inventarios, entre otras áreas. Si se implementa a totalidad, esta recomendación contribuirá a asegurar la confiabilidad del sistema en una manera más rentable, ya que integra un gran número de energías renovables variables en el sistema.

Como parte del trabajo de IRENA con el CND mediante el componente técnico de la iniciativa del CECCA, se identificaron también los temas a continuación como posibles actualizaciones de la operación del sistema energético en Panamá:

- Proporcionar capacitación sobre los impactos de las ERV en los análisis de estabilidad transitorios y de frecuencia, tomando en cuenta el impacto de las ERV.
- Automatizar tareas de análisis de seguridad del sistema eléctrico por medio de programas computacionales, con el fin de permitir revisiones de seguridad del sistema más cercanas al tiempo real, con el propósito de reducir la restricción de las ERV debido a una congestión de la red.
- Calcular capacidades de transmisión más cercanas al tiempo real para una mejor gestión de la congestión y tomar en cuenta pronósticos de producción eólica y solar en estos cálculos a fin de minimizar la restricción.

## DESARROLLO DE UNA FUERZA DE TRABAJO PARA ENERGÍAS RENOVABLES

**Desafío:** Una fuerza de trabajo sólida es fundamental para el crecimiento de las capacidades nacionales de implementación de energía solar y eólica. Una evaluación adecuada permitiría un mejor entendimiento de la fuerza de trabajo nacional actual en el ámbito de las energías renovables, de las necesidades proyectadas para el futuro y de cómo la educación existente y actual, así como los programas de capacitación, pueden satisfacer las necesidades futuras.

**Acción recomendada:** Realizar una evaluación de las necesidades de desarrollo de capacidades en la fuerza de trabajo de Panamá para apoyar los esfuerzos en vista al alcance de la meta de energías renovables para 2050.

La evaluación incluirá, entre otras acciones:

- Llevar a cabo una consulta acerca de los programas de educación y capacitación actuales en energías renovables en las escuelas y universidades de Panamá.
- La determinación de puestos de trabajo que actualmente estén disponibles en el sector de las energías renovables y qué tipos de capacitación prefieren los empleadores.
- La identificación de la necesidad de programas de educación y capacitación nuevos o ampliados enfocados en energías renovables para alcanzar las metas.

## UN PLAN A LARGO PLAZO PARA LA MOVILIDAD ELÉCTRICA Y EL ACOPLAMIENTO DE SECTORES

**Desafío:** Lograr el escenario alternativo del PEN resultaría en una reducción del 61% de las emisiones de CO<sub>2</sub> del sector energético, de las cuales la mayoría se deriva de los sectores de uso final, encabezado por el transporte. Hasta ahora, la tasa de despliegue de las tecnologías bajas en carbono en estos sectores ha sido lenta en el alcance de resultados significativos, como evidencia el transporte de Panamá que depende 100% de combustibles fósiles. Sin embargo, con la reciente operación de la Línea 1 del Metro de Panamá, se ha iniciado la electrificación del transporte en el país.

Para adaptar el sistema energético de Panamá a este paradigma en evolución, se necesita un plan integral que tome en cuenta el rápido crecimiento de la demanda de electrificación del transporte, incluyendo la introducción de líneas de metro ampliadas, vehículos eléctricos de pasajeros y autobuses eléctricos.

Al mismo tiempo, el subsidio generalizado del GLP para cocinar actúa como un desincentivo en la utilización de estufas eléctricas, y por lo tanto en el cambio en la demanda energética residencial y comercial del sector del combustible fósil al sector de electricidad. El cambio de este perfil de demanda proporcionaría oportunidades importantes para satisfacer la demanda creciente en los sectores de uso final con la generación de ERV, en línea con las metas del escenario alternativo del PEN.

**Acción recomendada:** Desarrollar un plan de movilidad urbana a largo plazo con base en la electrificación del transporte (sistema de metro y vehículos), con esta nueva demanda impulsada con energías renovables. Esta recomendación puede ayudar a acelerar el uso de energía renovable en la combinación de electricidad, reducir problemas de transporte que actualmente afectan a Panamá (tales como altos niveles de congestión de tráfico, planificación urbana y poca disponibilidad de transporte público, entre otros), apoyar la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> y eliminar la dependencia actual del sector de combustibles fósiles. El plan también podría detallar un papel más activo para los distribuidores de electricidad en la promoción de la movilidad eléctrica, posiblemente mediante esquemas que faciliten la instalación de estaciones de carga para vehículos eléctricos.

En los sectores comercial y residencial, examinar la viabilidad de una política que pueda modificar o eliminar subsidios para el GLP. Esto debería estar sustentado por un estudio que detalle los beneficios

sociales de la reducción de los subsidios al GLP, y que compare los costos para la sociedad entre cocinar con GLP y usar la estufa eléctrica, puesto en marcha en conjunto con una mayor participación de las energías renovables.

## INTERFAZ ENTRE LOS MERCADOS ELÉCTRICOS NACIONAL Y REGIONALES

**Desafío:** El Tratado Marco pretende promover el crecimiento gradual de un mercado regional competitivo, el MER, por parte de las autoridades regionales (CDMER, CRIE y EOR) en coordinación con las autoridades nacionales. Sin embargo, actualmente existe una falta de armonización entre reglas y metodologías, como los códigos de la red, que son relevantes para el funcionamiento eficiente del MER. Además, existen brechas institucionales entre jurisdicciones únicas y el mercado regional. En este respecto, se requieren reglas de mercado más flexibles, incluidas aquellas que rigen la asignación de derechos de transmisión, a fin de garantizar la firmeza de los múltiples recursos del MER, en lugar del enfoque actual, el cual permite transacciones a corto plazo limitadas.

**Acción recomendada:** Apoyo a los esfuerzos regionales para evaluar y asesorar con respecto a las mejoras a la interfaz regulatoria entre los mercados de electricidad nacional y regionales.

Si bien esta recomendación es más a largo plazo y en una escala más regional, puede contribuir a acelerar los esfuerzos a nivel regional a fin de encontrar soluciones a los problemas de transferencia de energía en el MER, específicamente de los valores de diseño de la red y la suboptimización del despacho regional que tiene lugar cuando la energía es «atrapada» en los mercados nacionales. Esto se debe a las restricciones de transmisión, tales como los procesos de despacho rígidos. Adicionalmente, el aporte conjunto que se puede generar a través del MER contribuye a optimizar los inventarios operativos y la carga eléctrica base necesarios para conectar grandes volúmenes de energías renovables variables a un costo mínimo.

Entre los problemas críticos que se requiere analizar a mayor profundidad se pueden encontrar: la definición de energía firme y su equivalencia con potencia firme a nivel nacional; la autorización de los derechos de transmisión y de los contratos firmes a largo plazo; la creación de un mercado intradía para permitir el ajuste del volumen de energías renovables variables; la revisión del concepto de servicio interrumpible en contratos firmes a nivel nacional; y la verificación de la capacidad limitada de las líneas del SIEPAC en términos de su capacidad de diseño.



# REFERENCIAS

Adaptation Fund (2017), *“Adapting to climate change through integrated water management in Panama”*, Adaptation Fund, Washington, DC.

ASEP (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos) (National Authority of Public Services) (2018), *“Tarifas de Electricidad para Clientes Regulados”*, [asep.gob.pa/images/electricidad/tarifas\\_new/01\\_tarifas\\_clientes\\_regulados/02\\_tarifas\\_sector\\_electrico\\_2014-2017/ano\\_2018/abril/I\\_semestre\\_tarifas\\_2018.pdf](http://asep.gob.pa/images/electricidad/tarifas_new/01_tarifas_clientes_regulados/02_tarifas_sector_electrico_2014-2017/ano_2018/abril/I_semestre_tarifas_2018.pdf) (accessed 2 April 2018).

ASEP (2017), *“Legislación”*, [http://asep.gob.pa/index.php?option=com\\_content&view=article&id=143&Itemid=130](http://asep.gob.pa/index.php?option=com_content&view=article&id=143&Itemid=130) (accessed 2 February 2018).

ASEP (2012), *“Resolucion AN No. 5399-Elec”*, [www.asep.gob.pa/www/pdf/anno\\_5399\\_elec.pdf](http://www.asep.gob.pa/www/pdf/anno_5399_elec.pdf) (accessed 2 February 2018).

ASEP (2004), *“Ley 45 que Establece un Regimen de Incentivos para el Fomento de Sistemas de Generacion Hidroelectrica y de otras Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias, y Dicta Otras Disposiciones”*, ASEP, Panama City, Panama.

ASEP (1997), *“Ley 6 que Dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad”*, ASEP, Panama City, Panama.

BNEF (Bloomberg New Energy Finance) (2017), *Climatescope 2017: Panama Description*, <http://global-climatescope.org/en/country/panama/#/enabling-framework> (accessed 12 December 2017).

Center for Clean Air Policy (CCAP) (2016), *Formulación de una Acción Nacionalmente Apropiada de Mitigación (NAMA) para Movilidad Urbana Sustentable en Panama*, [www.elmetrodepanama.com/wp-content/uploads/2017/02/CCAP-NAMA-MUS.pdf](http://www.elmetrodepanama.com/wp-content/uploads/2017/02/CCAP-NAMA-MUS.pdf) (accessed 12 November 2017).

CEPAL (Comisión Económica para América Latina y el Caribe) (Economic Commission for Latin America and the Caribbean) (2017), *Estadísticas del Subsector Eléctrico de los Países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA)*, Santiago, Chile.

CND (Centro Nacional de Despacho) (National Dispatch Centre) (2018a), *Reglamento de Operación*, [www.cnd.com.pa/documentos/reglamento\\_de\\_operacin.pdf](http://www.cnd.com.pa/documentos/reglamento_de_operacin.pdf) (accessed 2 April 2018).

CND (2018b), *Oficial Historico Costo Marginal*, [www.cnd.com.pa/descargar\\_archivo.php?nombre=Oficial\\_Historico\\_Costo\\_Marginal.zip&tipo\\_informe=38&ano=2018](http://www.cnd.com.pa/descargar_archivo.php?nombre=Oficial_Historico_Costo_Marginal.zip&tipo_informe=38&ano=2018) (accessed 2 April 2018).

CND (2018c), *Capacidad Instalada*, <http://cnd.com.pa/informes.php?cat=5> (accessed 23 March 2018)

EOR (Ente Operador Regional) (Regional Operator Entity) (2017a), *Nodos de Enlaces Operativos*, [www.enteoperador.org/#](http://www.enteoperador.org/#) (accessed 12 December 2017).

EOR (2017b), *Informe de Transacciones*, [www.enteoperador.org/#](http://www.enteoperador.org/#) (accessed 12 December 2017).

ETESA (Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.) (Electric Transmission Company) (2018), *Mapa del Sistema Interconectado Nacional*, [www.etsa.com.pa/Mapas/Mapa\\_Interconectado/interconectado.html](http://www.etsa.com.pa/Mapas/Mapa_Interconectado/interconectado.html) (accessed 4 February 2018)

ETESA (2017a), *Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2017-2031: Tomo I*, ETESA, Panama City, Panama.

ETESA (2017b), *Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2017-2031: Tomo II*, ETESA, Panama City, Panama.

**Government of Panama (2016)**, Contribución Nacionalmente Determinada a la Mitigación del Cambio Climático (NDC) de la República Panamá ante la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC), Panama City, Panama.

**IEA and IRENA (International Energy Agency) and (International Renewable Energy Agency) (2017)**, IEA/IRENA Joint Policies and Measures Database: Biofuels Law, [www.iea.org/policiesandmeasures/pams/panama/name-161960-en.php?s=dHlwZT1yZSZzdGF0dXM9T2s,&return=PG5hdiBpZD0iYnJlYWRjcnVtYil-PGEgaHJlZj0iLyl-SG9tZTwwYT4gJnJhcXVvOyA8YSBocmVmPSlvcG9saWNpZXNhbmRtZWZzdXJlcy8iPIBvbGJlWVZlGFuZCBNZWFzdXJlcwvYT4gJnJhcXV](http://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/panama/name-161960-en.php?s=dHlwZT1yZSZzdGF0dXM9T2s,&return=PG5hdiBpZD0iYnJlYWRjcnVtYil-PGEgaHJlZj0iLyl-SG9tZTwwYT4gJnJhcXVvOyA8YSBocmVmPSlvcG9saWNpZXNhbmRtZWZzdXJlcy8iPIBvbGJlWVZlGFuZCBNZWFzdXJlcwvYT4gJnJhcXV) (accessed 12 December 2017).

**INEC (National Institute of Statistics and Census) (2018)**, *“Automóviles en circulación en la República según distrito y tipo: años 2012-2016”*, Panama City, Panama.

**IRENA (n.d.)** Global Atlas for Renewable Energy, [www.irena.org/globalatlas](http://www.irena.org/globalatlas) (accessed 12 December 2017).

**Metro de Panamá (The Panama Metro) (2018)**, *“Demanda mensual (actualizado al mes de Febrero 2018)”*, [www.elmetrodepanama.com/demanda-mensual](http://www.elmetrodepanama.com/demanda-mensual) (accessed 4 February 2018).

**Ministry of Environment (2015)**, Estrategia Nacional de Cambio Climático de Panama, Ministry of Environment, Panama City, Panama.

**Ministry of Industries and Commerce (2009)**, Decreto Ejecutivo No. 146: *“Por medio del cual se regula el precio del gas licuado de petróleo en envase de 25 libras en la República de Panamá”*, Ministry of Industries and Commerce, Panama City, Panama.

**Panama Today (2017)**, *“Floating solar panels: a Panama Canal green project”*, 25 November 2017, [www.panamatoday.com/panama/floating-solar-panels-panama-canal-green-project-5836](http://www.panamatoday.com/panama/floating-solar-panels-panama-canal-green-project-5836) (accessed 12 December 2017).

**Richter, A. (2017)**, *“Technical University of Panama makes first geothermal scientific expedition”*, Think GeoEnergy, 31 March 2017, [www.thinkgeoenergy.com/technical-university-of-panama-makes-first-geothermal-scientific-expedition/](http://www.thinkgeoenergy.com/technical-university-of-panama-makes-first-geothermal-scientific-expedition/) (accessed 12 December 2017).

**Richter, A. (2013)**, *“Baru-Colorado could be first geothermal project in Panama”*, Think GeoEnergy, 14 January 2013, [www.thinkgeoenergy.com/baru-colorado-could-be-first-geothermal-project-in-panama/](http://www.thinkgeoenergy.com/baru-colorado-could-be-first-geothermal-project-in-panama/) (accessed 12 December 2017).

**SNE (Secretaría Nacional de Energía) (National Energy Secretariat) (2017a)**, Capacidad Instalada por Tipo de Central, años 1970-2016, [www.energia.gob.pa/tmp/file/303/Generaci%C3%B3n%20El%C3%A9ctrica%202016.xls](http://www.energia.gob.pa/tmp/file/303/Generaci%C3%B3n%20El%C3%A9ctrica%202016.xls) (accessed 12 December 2017).

**SNE (2017b)**, El Mercado Eléctrico de la República de Panamá, [www.energia.gob.pa/tmp/file/311/Sector%20Elctrico%20-%20Panama,%20170630.pdf](http://www.energia.gob.pa/tmp/file/311/Sector%20Elctrico%20-%20Panama,%20170630.pdf) (accessed 12 December 2017).

**SNE (2015)**, Plan Energético Nacional (2015-2050), SNE, Panama City, Panama.

**UN (United Nations) (2017)**, UN Data: Panama, <http://data.un.org/en/iso/pa.html> (accessed 12 December 2017).

**World Bank (2017a)**, The World Bank in Panama, [www.worldbank.org/en/country/panama/overview](http://www.worldbank.org/en/country/panama/overview) (accessed 12 December 2017).

**World Bank (2017b)**, World Bank Open Data: GDP (current US\$), <https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.CD?end=2016&locations=PA&start=1960&view=chart> (accessed 15 December 2017).

**World Bank (2011)**, Regional Power Integration: Structural Challenges and Regulatory Challenges, World Bank, Washington, DC.

# ANEXOS

## ANEXO I: CENTRALES ELÉCTRICAS EN OPERACIÓN EN PANAMÁ (2017)

EMPRESA	NOMBRE DE LA CENTRAL	NÚMERO DE UNIDADES	TIPO	FECHA DE INICIO DE OPERACIONES	CAPITAL PRIVADO	MW
ENEL FORTUNA	Fortuna	3	Hidroeléctrica	Oct-84	51%	300
AES PANAMÁ	Bayano	3	Hidroeléctrica	1976: #1 & #2, 2002: #3	51%	260
AES PANAMÁ	La Estrella - Los Valles - Esti	6	Hidroeléctrica	1979, 2003	51%	222,0
AES CHANGUINOLA	Changuinola	3	Hidroeléctrica	Nov-11	100%	222,5
AES	Estrella De Mar	6	Petróleo para calderas (Bunker)	Abr-2014	100%	72
CELSIA	Blm - cc	3	Diésel	1998 TG, 2000 CC	51%	160
CELSIA	Blm- Carbón	3	Carbón	Mar-11	51%	120
PAN-AM GENERATING	Panam	9	Petróleo para calderas (Bunker)	2000:1-6, 2016: 7-9	100%	156
PEDREGAL	Pacora	3	Petróleo para calderas (Bunker)	Ene-2003	100%	54
GRUPO MELO	Canopo	1	Hidroeléctrica	Ene-2006	100%	1,133
CAFÉ DE ELETA	Hydrocandela	1	Hidroeléctrica	Ene-2006	100%	0,54
ESEPSA (GAS NATURAL-FENOSA)	La Yeg., Dolega, M.Monte	8	Hidroeléctrica	Ago-2006	100%	12,14
ESEPSA (GAS NATURAL-FENOSA)	Algarrobos	2	Hidroeléctrica	Jun-09	100%	9,86
ACP (Canal de Panamá)	Miraflores #1,2,5,6,7,8,9,10,11,12	10	Petróleo para calderas (Bunker)	1963, 1976, 2002, 2008, 2014	0%	173,62
ACP (Canal de Panamá)	Gatún, Madden - Cogeneración	9	Hidroeléctrica	1912, 1934	0%	60,000
GENERADORA DEL ATLÁNTICO	Gena - cc	3	Diésel	2010	100%	157,75
HIDROPANAMÁ	Antón	18	Hidroeléctrica	May-009	100%	4,3
VALLEY RISE	El Giral	8	Petróleo para calderas (Bunker)	2009	100%	50,4
CALDERA ENERGY CORP.	Mendre I	2	Hidroeléctrica	Sep-10	100%	19,76
HIDROBOQUERÓN	Macano	2	Hidroeléctrica	Dic-2010	100%	3,42
PASO ANCHO	Paso Ancho	2	Hidroeléctrica	Nov-10	100%	6,12
SALTOS DE FRANCOLI	Los Planetas i & i	5	Hidroeléctrica	2011 & 2017	100%	13,75
PEDREGALITO	Pedregalito i	2	Hidroeléctrica	Dic-2011	100%	20
RIO CHICO	Pedregalito ii	2	Hidroeléctrica	Dic-2011	100%	12,52
IDEAL PANAMA, S.A.	Bajo De Mina/Baitun	4	Hidroeléctrica	2012	100%	145,0
HIDRO IBÉRICA	El Fraile	2	Hidroeléctrica	Ene-2012	100%	5,35
CELSIA - BONTEX	Gualaca	2	Hidroeléctrica	Jun-12	100%	25,2
CELSIA - ALTERNEGY	Lorena/Prudencia	4	Hidroeléctrica	2012	100%	89,98
CELSIA - ALTERNEGY	Cativá	10	Petróleo para calderas (Bunker)	Feb-13	100%	87

**ANEXO I: CONTINUACIÓN**

EMPRESA	NOMBRE DE LA CENTRAL	NÚMERO DE UNIDADES	TIPO	FECHA DE INICIO DE OPERACIONES	CAPITAL PRIVADO	MW
HIDROPIEDRA	Hidropiedra	2	Hidroeléctrica	Sep-12	100%	13,14
ALTO VALLE	Cochea	2	Hidroeléctrica	Ene-2013	100%	14,93
HIDROTENENCIAS, S.A.	Concepción, Las Perlas Norte & Sur	6	Hidroeléctrica	2008, 2013, 2013	100%	30
ELECTROGENERADORA DEL ISTMO	Mendre 2 G1, G2	2	Hidroeléctrica	Nov-13	100%	7,8
UEP PENONOMÉ I, S.A.	Nuevo Chagre I	22	Energía eólica en tierra	2014	100%	55,0
UEP PENONOMÉ II, S.A.	4 parks	86	Energía eólica en tierra	2014	100%	215,0
EMNADESA	Bugaba	3	Hidroeléctrica	Ene-2014	100%	3,278
ELECTRON INVESTMENT	Monte Lirio	3	Hidroeléctrica	Oct-14	100%	51,65
SAN LORENZO	San Lorenzo	2	Hidroeléctrica	Sep-14	100%	8,12
HIDRO CAISÁN	El Alto	1	Hidroeléctrica	Oct-14	100%	69,486
HIDROECOLÓGICA DEL TERIBE	Bonyic	3	Hidroeléctrica	May-15	100%	30
ENEL GREEN POWER	Solar Chiriquí	7	Solar FV	Jun-15	100%	9,3
CEISA	Las Cruces	3	Hidroeléctrica	Dic-2015	100%	21
DIVISA SOLAR 10 MW	Divisa Solar	8	Solar FV	Ene-2016	100%	9,9
KANAN	Santa Inés, Estrella Del Norte	17	Petróleo para calderas (Bunker)	Abr-2016	100%	93
JINRO	Jinro	34	Petróleo para calderas (Bunker)	Mar-2016.	100%	57,8
FOUNTAIN	La Potra/Salsipuedes	7	Hidroeléctrica	Ago-2016.	100%	57,9
FARALLÓN SOLAR	Farallon Solar 2	1	Solar FV	Dic-2016	100%	0,96
ENERGYST	Cerro Azul	27	Diésel	Ene-2017	100%	44,135
AZUCARERA NACIONAL	Cocle Solar 1	16	Solar FV	Ene-2017	100%	0,96
GENERACIÓN SOLAR	Zona Franca Albrook	2	Solar FV	Feb-17	100%	0,1
HIDROIBÉRICA	El Fraile Solar 1	8	Solar FV	Mar-17	100%	0,48
SOLAR COCLE VENTURE	Solar Coclé, Paris, Los Angeles	3	Solar FV	Mar-17	100%	27,50
EGESA	Sarigua	1	Solar FV	2013	0%	2,00
EMNADESA	Solar Bugaba	1	Solar FV	2017	100%	2,56
LLANO SANCHEZ SOLAR POWER, S.A.	Don Felix, Milton, Sol Real, Vista Alegre	4	Solar FV	2017	100%	31,70
PSZ1 S.A.	El Espinal	1	Solar FV	2017	100%	8,50
SOL REAL ISTMO, S.A.	Sol De David	1	Solar FV	2017	100%	9,90
SOL REAL UNO, S.A.	Solar Caldera	1	Solar FV	2017	100%	5,50
URBALIA PANAMA, S.A.	Cerro Patacón		Biogás	2017	100%	8,10
GENERADORA DEL ISTMO	Barro Blanco	3	Hidroeléctrica	Abr-2017	100%	28,5
		<b>413</b>			<b>TOTAL .....</b>	<b>3 382,54</b>

Fuente: Con base en CND (2018c), Capacidad Instalada, <http://cnd.com.pa/informes.php?cat=5>.

## ANEXO II: TARIFAS ELÉCTRICAS SEMESTRALES PARA CLIENTES REGULADOS (HASTA EL 30 DE JUNIO DE 2018)

		EDEMET	ENSA	EDECHI
<b>TARIFAS DE BAJA TENSIÓN</b>				
<b>Tarifa Simple BTS 1</b>		*	*	*
Cargo fijo, por los primeros 10 kWh	B/. Cliente mes	2,53	2,17	2,44
Cargo por energía (siguientes kWh)	B/. kWh	0,14341	0,15229	0,17681
<b>Tarifa Simple BTS 2</b>				
Cargo fijo, por los primeros 10 kWh	B/. Cliente mes	2,53	2,17	2,44
Cargo por energía (siguientes kWh)	B/. kWh	0,17749	0,18509	0,20574
<b>Tarifa Simple BTS 3</b>				
Cargo fijo, por los primeros 10 kWh	B/. Cliente mes	2,53	2,17	2,44
Cargo por energía (siguientes kWh)	B/. kWh	0,19558	0,21359	0,23826
<b>Tarifa con Demanda Máxima (BTD)</b>				
Cargo Fijo	B/. Cliente mes	4,59	4,68	4,56
Cargo por energía hasta 10,000 kWh	B/. kWh	0,13756	0,17945	0,13545
Cargo por energía, siguientes kWh de 10,001 a 30,000	B/. kWh	0,14323	0,18544	0,14337
Cargo por energía, siguientes kWh de 30,001 a 50,000	B/. kWh	0,15421	0,19308	0,14891
Cargo por energía, siguientes kWh desde 50,001	B/. kWh	0,16494	0,19969	0,17425
Cargo por Demanda Máxima	B/. kW/mes	9,95	11,06	20,4
<b>Tarifa por Bloque Horario (BTH)</b>				
Cargo Fijo	B/. Cliente mes	4,6	4,68	4,56
Cargo por Energía en Punta	B/. kWh	0,20397	0,17157	0,21968
Cargo por Energía Fuera de Punta	B/. kWh	0,1412	0,1653	0,15453
Cargo por Demanda Máxima en Período de Punta	B/. kW/mes	12,84	18,4	20,9
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta	B/. kW/mes	1,3	1,9	2,26
<b>TARIFAS DE MEDIA TENSIÓN</b>				
<b>Tarifa con Demanda Máxima (MTD)</b>				
Cargo fijo	B/. Cliente mes	11,56	8,38	11,41
Cargo por Energía	B/. kWh	0,14806	0,14544	0,1507
Cargo por Demanda Máxima	B/. kW/mes	9,96	9,83	19,54
<b>Tarifa por Bloque Horario (MTH)</b>				
Cargo fijo	B/. Cliente mes	11,61	8,38	11,41
Cargo por energía en Punta	B/. kWh	0,18947	0,11432	0,16401
Cargo por energía Fuera de Punta	B/. kWh	0,14206	0,10093	0,12862
Cargo por Demanda Máxima en Período de Punta	B/. kW/mes	11,32	17,03	18,97
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta	B/. kW/mes	1,43	1,8	2,65
<b>TARIFAS DE ALTA TENSIÓN</b>				
<b>Tarifa con Demanda Máxima (ATD)</b>				
Cargo fijo	B/. Cliente mes	11,61	8,38	11,41
Cargo por Energía	B/. kWh	0,10769	0,10801	0,13854
Cargo por Demanda Máxima	B/. kW/mes	13,37	11,99	13,36
<b>Tarifa por Bloque Horario (ATH)</b>				
Cargo fijo	B/. Cliente mes	11,61	8,38	11,41
Cargo por energía en Punta	B/. kWh	0,14143	0,10751	0,15185
Cargo por energía Fuera de Punta	B/. kWh	0,10194	0,10157	0,11446
Cargo por Demanda Máxima en Período de Punta	B/. kW/mes	14,25	13,74	12,81
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta	B/. kW/mes	2,58	1,42	2,63

Fuente: ASEP (2018) "Tarifas de Electricidad para Clientes Regulados", [asep.gob.pa/images/electricidad/tarifas\\_new/01\\_tarifas\\_clientes\\_regulados/02\\_tarifas\\_sector\\_electrico\\_2014-2017/ano\\_2018/abril/1\\_semestre\\_tarifas\\_2018.pdf](http://asep.gob.pa/images/electricidad/tarifas_new/01_tarifas_clientes_regulados/02_tarifas_sector_electrico_2014-2017/ano_2018/abril/1_semestre_tarifas_2018.pdf).





P.O. Box 236  
Abu Dhabi, United Arab Emirates  
Tel: +971 2 4179000  
[www.irena.org](http://www.irena.org)

Copyright © IRENA 2018