EM ESTUDIO DE MERCADO

2022

ICEX España Exportación e Inversiones

El mercado de la energía en Panamá

Oficina Económica y Comercial
de la Embajada de España en Panamá

Este documento tiene carácter exclusivamente informativo y su contenido no podrá ser invocado en apoyo de ninguna reclamación o recurso.

ICEX España Exportación e Inversiones no asume la responsabilidad de la información, opinión o acción basada en dicho contenido, con independencia de que haya realizado todos los esfuerzos posibles para asegurar la exactitud de la información que contienen sus páginas.

EM ESTUDIO DE MERCADO

1 de diciembre de 2022
Ciudad de Panamá

Este estudio ha sido realizado por
Marta Regalado Arina

Bajo la supervisión de la Oficina Económica y Comercial
de la Embajada de España en Panamá

http://panama.oficinascomerciales.es

Editado por ICEX España Exportación e Inversiones, E.P.E.

NIPO: 114-22-014-8

Índice

1. Resumen ejecutivo 5

2. Definición del sector 8
2.1. Marco legislativo: Plan Energético Nacional 2015-2050 8
2.1.1. Estrategia de Acceso Universal 9
2.1.2. Estrategia de Uso Racional y Eficiente de la Energía 10
2.1.3. Estrategia Nacional de Generación Distribuida 11
2.1.4. Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica 12
2.1.5. Estrategia del sector hidrocarburos: Panamá como *hub* energético 12
2.1.6. Estrategia del sector Hidrocarburos: modernización del marco regulatorio 13
2.2. Matriz energética de Panamá 13
2.2.1. Energía hidroeléctrica 15
2.2.2. Energía térmica 16
2.2.3. Energía fotovoltaica 19
2.2.4. Energía eólica 19
2.3. Mercado eléctrico panameño 20
2.3.1. Agentes públicos participantes en el mercado 21
2.4. Normativa y regulación del mercado 22
2.4.1. Mercado eléctrico 22
2.4.2. Incentivos de energías renovables 25

3. Oferta – Análisis de competidores 30
3.1. El mercado eléctrico panameño 30
3.1.1. Generación 30
3.1.2. Transmisión 32
3.1.3. Distribución 34
3.2. Mercado de industria relacionada 34

4. Demanda 37
4.1. Demanda de energía eléctrica 37
4.1.1. Clasificación de la demanda eléctrica 42
4.1.2. Proyección de la demanda energética 42
4.2. Demanda de productos y servicios relacionados 44
4.2.1. Demanda privada 44
4.2.2. Demanda pública 46

5. Precios 48
5.1. Mercado Mayorista de Electricidad (MME) 48
5.1.1. Mercado de contratos 49
5.1.2. Mercado ocasional o mercado *spot* 51

6. Percepción del producto español 54

7. Acceso al mercado – Barreras 57
7.1. Limitación para la contratación de personal extranjero 57
7.2. Falta de capacitación en el sector 57
7.3. Impuestos 58
7.4. Reducido tamaño del mercado 58
7.5. Difícil acceso a financiación 58
7.6. Falta de licitaciones a largo plazo 59
7.7. Desafíos económicos para las energías renovables no convencionales 59
7.8. Estrictos requisitos para integrar el sistema eléctrico regional 60
7.9. Procedimientos licitatorios complejos 60
7.10. Dificultades en el sistema de transmisión 60
7.11. Barreras para el desarrollo de nuevos proyectos de generación distribuida 61

8. Perspectivas del sector 62
8.1. Diversificación de la matriz eléctrica 62
8.2. *Hub* regional de gas natural 62
8.3. Panamá como *hub* transformacional de hidrógeno verde 63
8.4. Papel de los organismos multilaterales 63

9. Oportunidades 65
9.1. Proyectos de plantas de generación de energía 66
9.1.1. Plantas de energía solar 67
9.1.2. Parques eólicos 69
9.1.3. Otras plantas de energía renovable no convencional 70
9.2. Autogeneración y generación solar distribuida (GSD) 70
9.3. Expansión y modernización del sistema de transmisión eléctrico 72

10. Información práctica 76
10.1. Cómo hacer negocios en Panamá 76
10.2. Direcciones de interés 77
10.3. Información sobre Panamá 78

11. Anexos 79
11.1. Capacidad instalada y generación bruta de energía hidroeléctrica por empresa 79
11.2. Capacidad instalada y generación bruta de energía termoeléctrica por empresa 80
11.3. Capacidad instalada y generación bruta de energía solar fotovoltaica por empresa 81
11.4. Tarifas de electricidad para clientes regulados (Vigentes 1 de julio al 31 de diciembre de 2022) 83
11.5. Análisis histórico de licitaciones adjudicadas por ETESA 86
11.6. Análisis de licitaciones de ETESA vigentes y pendientes de adjudicación 88

1. Resumen ejecutivo

En Panamá, el mercado eléctrico viene regulado por el Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, que dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la prestación del servicio público de Electricidad, ordenado por la Ley 194 de 2020. De acuerdo con dicha Ley, el sector eléctrico panameño se estructura en tres segmentos: generación, transmisión y distribución.

La apertura hacia el sector privado es diferente en cada una de las actividades: la generación está completamente abierta a empresas, tanto nacionales como extranjeras, siempre que cumplan los requisitos establecidos en la Ley n.º 6 y cuenten con todas las aprobaciones necesarias; mientras que la distribución también puede ser llevada a cabo por empresas privadas a través de contratos de concesión. Por otro lado, la actividad de transmisión es totalmente pública, gestionándose a través de la Empresa de Transmisión Eléctrica (ETESA).

El Plan Energético Nacional 2015-2050 recoge los principales ejes de la política energética del país y marca 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. Como parte de dicho Plan, el Gobierno de Panamá ha puesto en marcha la Agenda de Transición Energética, aprobada en noviembre de 2020, como principal política pública en materia energética.

Esta política orienta el sistema energético panameño, vertebrado a través del Sistema Interconectado Nacional (SIN), y condicionado a corto y largo plazo por diversos factores: el estancamiento de la demanda de energía eléctrica, la necesidad de modernización y expansión del sistema de transmisión eléctrica, los esfuerzos de diversificación de la matriz panameña y la integración energética, tanto con Centroamérica, como con Colombia.

La matriz de energía eléctrica de Panamá está compuesta en un 45,25 % de fuentes hidroeléctricas y en un 35,48 % de generación térmica. Esto supone una fuerte dependencia, tanto de los recursos hídricos como del exterior, convirtiendo a la economía panameña en altamente vulnerable a eventos climáticos y/o a alzas en los precios de las importaciones de petróleo y otros combustibles fósiles.

Con el objetivo de reducir esta dependencia, las políticas energéticas del país se han centrado, desde hace varios años, en la diversificación de su matriz eléctrica. En primer lugar, las instituciones panameñas han tenido muy en cuenta las energías renovables dentro de sus planes nacionales de energía y de expansión, combinadas con incentivos al uso del gas natural, en línea con los compromisos globales adquiridos por Panamá en materia de lucha contra el Cambio Climático.

En este sentido, fomentadas por la introducción de incentivos específicos, las inversiones en generación renovable no convencional (eólica y solar) han aumentado progresivamente su

importancia en la matriz energética desde su introducción en el año 2014. Actualmente, la capacidad eólica instalada supone el 8,40 % de la capacidad total, mientras que la energía fotovoltaica supone el 10,88 %. El potencial para estas tecnologías renovables en Panamá es todavía muy elevado; de hecho, el PEN 2015-2050 se compromete a lograr que el 30 % de la capacidad total provenga de fuentes de energías renovables no convencionales. No obstante, las entidades desarrolladoras de energía solar y eólica todavía afrontan importantes desafíos con el modelo de mercado actual, y para lograr alcanzar los niveles de generación previstos, se requerirán importantes inversiones, tanto públicas como privadas, que favorezcan la incorporación de energías con alta intermitencia y esquemas que favorezcan la generación distribuida y el autoconsumo.

Además, como parte de la transición energética, la Secretaría Nacional de Energía tiene como objetivo disminuir la importancia de las centrales térmicas que emplean combustibles fósiles, incentivando el uso del gas natural como energía de transición. Se estima que, para el año 2024, la planta de AES Colón y la Generadora Gatún sumen 1.051 MW de capacidad térmica a base de gas natural.

Otro aspecto fundamental de la política energética panameña se centra en la modernización y expansión del sistema de transmisión eléctrica nacional, gestionado y operado por la empresa pública ETESA. La carencia de capacidad en las líneas de transmisión desincentiva la realización de proyectos de generación eléctrica en Panamá por falta de líneas y reduce las posibilidades de realizar transacciones eléctricas con el resto de los países del Mercado Eléctrico Regional. Por tanto, Panamá requiere inversiones públicas que permitan mejorar la conexión entre los puntos de generación y los puntos de consumo eléctrico, muy alejados entre sí, con el objetivo de reducir las pérdidas de energía eléctrica que se producen en la transmisión.

Respecto a la situación de la oferta en el país, la industria local todavía está especializándose en el sector de las generación renovable no convencional (eólica y solar), siendo muy influyente la inversión directa de países como China, Estados Unidos, Italia o España. Por otro lado, la participación española en el sector es muy diversa, tanto en tamaño, como en actividad; y las empresas españolas gozan de un buen posicionamiento en el mercado. Algunas de las principales empresas son Naturgy, Grupo Cobra, Elecnor, Avanzalia Solar, Grupo TSK y Grupo Ecoener.

No obstante, existen diversas barreras para las empresas extranjeras del sector: la limitación de la contratación de personal extranjero; la falta de capacitación del sector, el reducido tamaño del mercado, la falta de licitaciones a largo plazo y los desafíos económicos derivados del modelo actual de mercado (que favorece el desarrollo de fuentes convencionales, frente a las no convencionales), los estrictos requisitos para integrar el sistema eléctrico regional, los procedimientos licitatorios complejos (en el caso de proyectos públicos) y las dificultades, ya mencionadas, que presenta el sistema actual de transmisión eléctrica.

También resulta relevante mencionar las oportunidades que presenta la Agenda de Transición Energética para la inversión privada española en el sector eléctrico panameño. En primer lugar, la

concentración de la participación de empresas españolas en proyectos de generación eléctrica renovable, unida al elevado potencial existente en el país (con más de 89 licencias otorgadas para la realización de proyectos eólicos y fotovoltaicos), ofrecen oportunidades interesantes en el sector de las energías renovables no convencionales.

Además, se espera que Panamá aumenta su potencia solar distribuida instalada en los próximos años: de acuerdo con el informe de Generación SOLE, en las condiciones actuales del mercado panameño, la instalación de 1.450 MW de generación solar distribuida resulta técnica y económicamente viable. Así, este mercado importantes oportunidades para las empresas dedicadas a la instalación y mantenimiento de paneles solares en proyectos residenciales o industriales.

Finalmente, y como se ha mencionado, la necesidad de invertir en proyectos públicos para mejorar el sistema de transmisión gestionado por la Empresa de Transmisión Eléctrica (ETESA) ofrecerá oportunidades en el sector público. Entre los principales proyectos por realizar pueden mencionarse el Proyecto de la Cuarta Línea de Transmisión Eléctrica y la interconexión eléctrica con Colombia.

2. Definición del sector

El contexto energético internacional en los últimos años se ha visto alterado por diferentes fenómenos. En primer lugar, la revolución tecnológica en el ámbito de las energías renovables, unida al desarrollo de combustibles fósiles no convencionales, está modificando la histórica composición de la matriz energética de muchos países. Por otro lado, las integraciones energéticas regionales han logrado el crecimiento en el número de intercambios de energía en los mercados internacionales. Un tercer fenómeno es la preocupación de la comunidad internacional por el cambio climático y el calentamiento global, que está fomentando acciones para lograr la descarbonización de la matriz energética mundial.

Además, el actual contexto geopolítico ha situado la seguridad energética como un objetivo clave a medio y largo plazo para todos los países del mundo; especialmente aquellos que son importadores netos de energía y que pueden verse afectados directamente por los problemas de abastecimiento y el incremento de los precios de la energía. Panamá es uno de estos países importadores que ha experimentado, aunque no con tanto impacto como en los países europeos, las consecuencias del conflicto geopolítico actual.

El sector energético que se trata en este estudio abarca las actividades de generación, transmisión y distribución de energía en Panamá, con un especial enfoque en la evolución de su matriz energética y en el mercado eléctrico. Además, se tratará de ofrecer información sobre la orientación de la política energética panameña, fundamental para la competitividad y el desarrollo del país.

Actualmente, las políticas energéticas del país se centran, principalmente, en la diversificación de su matriz energética con el objetivo de reducir su dependencia, tanto de la generación de energía hidroeléctrica, como del exterior. Además, otro aspecto fundamental de la política energética panameña se centra en la modernización y expansión del sistema de transmisión eléctrica nacional, gestionado y operado por la empresa pública ETESA. Panamá requiere inversiones públicas que permitan mejorar la conexión entre los puntos de generación y los puntos de consumo eléctrico, muy alejados entre sí, con el objetivo de reducir las pérdidas de energía eléctrica que se producen en la transmisión.

2.1. Marco legislativo: Plan Energético Nacional 2015-2050

En este apartado se ofrece información sobre la orientación actual de la política energética nacional, fundamental para su desarrollo y, por tanto, afectada por diversas políticas tangenciales de desarrollo económico y social.

El principal documento que rige la política energética del país desde su aprobación en 2016 es el Plan Energético Nacional 2015-2050, realizado por la Secretaría Nacional de Energía, y desarrollado con participación pública. El Plan sirve como hoja de ruta para la diversificación del sector energético, con cuatro grandes ejes: (1) el fomento del acceso universal y reducción de la pobreza energética, (2) la descarbonización del sistema energético, (3) la eficiencia energética y la sobriedad del consumo y (4) la seguridad energética.

Como parte del Plan Energético Nacional 2015-2050 (PEN 2015-2050), el Gobierno de Panamá ha puesto en marcha la Agenda de Transición Energética (ATE), aprobada en noviembre de 2020, como principal política pública en materia energética. Su finalidad es garantizar la seguridad del suministro, el uso racional y eficiente de los recursos y la energía de manera sostenible, bajo criterios de eficiencia económica, confiabilidad y calidad, pero protegiendo el medio ambiente y respetando la seguridad jurídica de las inversiones.

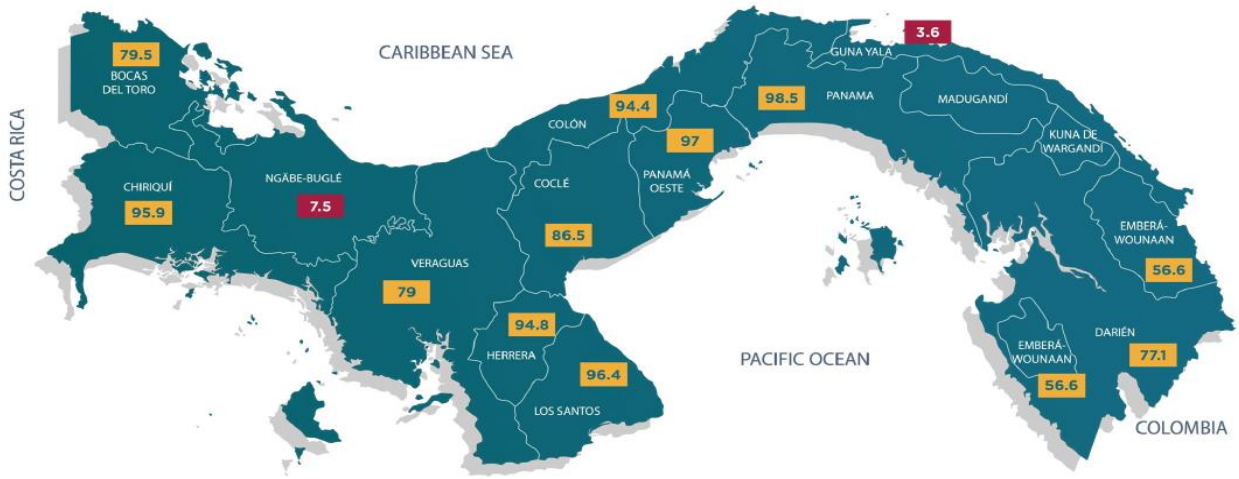
En relación con los principales Lineamientos Estratégicos de la Agenda de Transición Energética, destacan cinco ejes clave en el sector eléctrico nacional: Estrategia de Acceso Universal, Estrategia de Uso Racional y Eficiente de la Energía, Estrategia de Movilidad Eléctrica, Estrategia de Generación Distribuida y Estrategia de Innovación del Sistema Nacional. Por otro lado, la Agenda de Transición Energética incluye también dos estrategias en el sector de los hidrocarburos: Estrategia Panamá como *Hub* Energético y Estrategia de Modernización de su marco regulatorio.

A continuación, se recogen los principales aspectos de estas estrategias, con el objetivo de ofrecer una visión más clara de la reforma que se va a llevar a cabo en el sistema energético panameño.

2.1.1. Estrategia de Acceso Universal

El propósito de la Estrategia de Acceso Universal a la Energía (ENACU) es cerrar la brecha de pobreza energética. En Panamá, existen aproximadamente 95.950 viviendas, 600 escuelas y 100 centros de salud sin acceso a electricidad, según cifras del Plan Colmena en 2019. Las regiones con menor cobertura eléctrica son las comarcas Ngäbe Buglé (7,5 %), Kuna Yala (3,6 %) y Emberá (56,6 %).

TASA DE COBERTURA ELÉCTRICA: TASAS POR PROVINCIA EN MARZO DE 2017



Fuente: *Estrategia de Acceso Universal a la Energía*.

Este porcentaje de población, que se encuentra en una situación de precariedad energética al no disponer de acceso a las redes del sistema energético moderno, debe recurrir a opciones ineficientes y de baja calidad para satisfacer sus necesidades. La baja densidad, la lejanía de las líneas de distribución de la población (que dificulta su conexión a la red eléctrica) y las soluciones de generación aislada, como minicentrales hidroeléctricas o de energía solar, encarecen excesivamente el suministro.

En este sentido, el PEN 2015-2050 centra sus esfuerzos en lograr facilitar el acceso a la electricidad de cincuenta mil familias a través de los programas de la Oficina de Electrificación Rural (OER), que ofrecerá subsidios para extender las redes y el suministro de forma aislada. A modo de ejemplo, el Anteproyecto de Ley n.º 84, que asegura la conectividad, energía renovable y el acceso de la Educación en Panamá, declara política pública y de interés nacional de educación, la implementación del uso de energía solar de autoconsumo en los centros educativos que no cuenten con electricidad, mediante la instalación de paneles solares.

2.1.2. Estrategia de Uso Racional y Eficiente de la Energía

El consumo de energía se relaciona directamente con el precio al que los consumidores acceden a ella y, en Panamá, la existencia de un sistema de subsidios a la energía la limita. De hecho, pese al aumento de la tarifa eléctrica durante el primer semestre de 2022, únicamente un 7 % de los clientes experimentaron este incremento, ya que el 93 % restante fue beneficiario de los subsidios estatales[1].

[1] Noticia: https://www.laestrella.com.pa/economia/211231/tarifa-energia-electrica-aumenta-7

Los aportes del Estado a los clientes del sector eléctrico se distribuyen entre el Fondo de Estabilización Tarifaria (FET) y el Fondo Tarifario de Occidente (FTO). El FET implica un descuento de entre un 30 % y un 48 % en la facturación de los beneficiados, dependiendo de su rango de consumo. Con el fin de mitigar el impacto económico producido por la COVID-19, el Gobierno aprobó un aporte extraordinario en los meses de abril, mayo y junio de 2020. Posteriormente, esta medida ha ido experimentando extensiones, la última hasta el 30 de noviembre de 2022[2]. Por otro lado, el FTO también beneficia a los clientes finales, ya que busca garantizar la estabilidad de las tarifas y compensar los costos de la prestación del servicio para los clientes finales.

La Estrategia de Uso Racional y Eficiente de la Energía (ENUREE) marca una hoja de ruta para lograr que Panamá sea eficiente energéticamente, enfocándose en ocho líneas de acción prioritarias: elaboración de normas y reglamentos técnicos de eficiencia energética; administradores energéticos; implementación de tecnologías no convencionales para uso directo de la energía; mecanismo de financiación para fomentar medidas de eficiencia energética; implementación del Reglamento de Edificación Sostenible; monitoreo del uso final de la energía; acreditación de empresas que ofrecen servicios energéticos y certificación de profesionales; y educación, promoción y divulgación de medidas del uso racional y eficiencia de la energía;

2.1.3. Estrategia Nacional de Generación Distribuida

El Ministerio de Energía de Panamá lanzó una consulta pública por 30 días a partir del 27 de septiembre de 2021, para aprobar el proyecto Estrategia Nacional de Generación Distribuida (ENGED). La Generación Distribuida (GD) se define en la estrategia como la producción de electricidad a base de fuentes de energía renovables y limpias, instalada a nivel de distribución.

Esta estrategia propone que la Generación Distribuida sea un factor determinante en la diversificación de la matriz energética del país utilizando fuentes renovables, reduciendo las emisiones de efecto invernadero y descentralizando el servicio eléctrico. Para alcanzar estos objetivos, presenta hitos y acciones hacia la transición del sistema eléctrico del prosumidor panameño, siendo la meta optimista, que al 2030 se cuente con una capacidad instalada de 1.700 MW, equivalentes a un tercio de la matriz eléctrica nacional.

Los ejes estratégicos son la mejora de los marcos regulatorios, con el objetivo de acelerar la obtención de los permisos y autorizaciones necesarios para la realización de proyectos, la innovación y la creación de nuevos modelos de negocio, y la creación de programas que permitan facilitar el acceso a financiación para llevar a cabo dichas instalaciones.

[2] Noticia: https://www.critica.com.pa/nacional/gabinete-aprueba-extender-subsidio-tarifa-electrica-por-un-mes-mas-639481

Hasta el momento, la promoción del autoconsumo eléctrico ha beneficiado enormemente el desarrollo de la energía solar fotovoltaica, con un aumento de capacidad instalada en el país en techos de un 23 % solo en el año 2020.

2.1.4. Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica

De los sectores industrial, residencial, comercial y transporte, este último fue el mayor consumidor de energía en el 2019 (un 47,4 %) y, además, fue responsable del consumo del 60,3 % de los derivados del petróleo importados por el país.

La Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica (ENME) busca también promocionar y fomentar las oportunidades de negocio en el sector de los vehículos eléctricos, especialmente en el ámbito público. Así, aunque sin quitar importancia al sector de movilidad eléctrica privado, la principal apuesta de movilidad eléctrica para el Gobierno panameño es el Metro de Panamá en la Ciudad capital. Igualmente, la SNE también está apoyando a MiBus en la evaluación del cambio de buses a puramente eléctricos como un paso inicial en la implementación de esta estrategia. Por el momento, hay el compromiso de adquirir cinco buses eléctricos para las rutas turísticas, tras un acuerdo llegado entre MiBus y la Autoridad de Turismo de Panamá (ATP)[3] y se ha creado un convenio marco para que las entidades públicas puedan comprar vehículos eléctricos.

En la agenda de transición energética no se descarta el evaluar otros tipos de vehículos a base de gas natural, biocombustibles o celdas de hidrógeno para actividades agroindustriales o su utilización en lugares donde la electromovilidad no sea costo-efectiva, pero a más largo plazo.

2.1.5. Estrategia del sector hidrocarburos: Panamá como *hub* energético

Esta estrategia se centra en la privilegiada posición geográfica de Panamá, las oportunidades de negocio asociadas al Canal de Panamá y las facilidades de almacenamiento de combustibles con las que cuenta el país para fomentar la oferta de servicios a la región. De acuerdo con la estrategia, estos factores unidos a la importante inversión extranjera realizada en los últimos años en el sector de generación de energía a base de GNL pueden garantizar que, con la formulación de una adecuada política, Panamá consolide su posición como *hub* energético regional y emule otros importantes centros como Houston en Estados Unidos, Perth en Australia, Dubai en Emiratos Árabes Unidos y Singapur.

[3] A través del procedimiento de licitación pública 2022-1-45-0-08-LP-015802, y con financiación del BID, se llevará a cabo la Adquisición de cinco (5) buses eléctricos y dos (2) cargadores para la primera Ruta Verde del Sistema MiBus en el Centro Histórico de la Ciudad de Panamá. La licitación fue publicada el 7 de abril de 2022 y a 8 de noviembre de 2022 se encuentra pendiente de adjudicación. Ver licitación en PanamaCompra.

Entre las líneas de acción contempladas por la estrategia se encuentran la definición de una política nacional de hidrocarburos que promueva la competencia, y con ello la mejora en calidad y precios de las diversas fuentes energéticas disponibles. También incluye la instalación de un Comité de Hidrocarburos, un Plan a largo plazo donde se integra el rol del sector eléctrico con la planificación de hidrocarburos y energías renovables en el país, modernización de la legislación para el negocio de GNL (con acceso libre a infraestructura) y regulación clara para el negocio de la exportación como elemento clave de la cadena del valor GNL, entre otras.

2.1.6. Estrategia del sector Hidrocarburos: modernización del marco regulatorio

La Ley que regula las actividades relacionadas con los hidrocarburos (exploración y explotación de yacimientos de petróleo, gas natural y demás hidrocarburos, transporte, almacenamiento y comercialización) se aprobó en el año 1987. Por tanto, esta estrategia reconoce que se requiere una evaluación y adaptación integral del marco regulatorio, aunque guardando sus bases fundamentales.

Esta estrategia se desarrollará implementando tres líneas de acción:

- Creación del Comité Sectorial de Hidrocarburos.
- Revisión integral de las leyes y decretos existentes, incluyendo aquellas que sean transversales al sector.
- Análisis de los marcos regulatorios de referencia internacional.

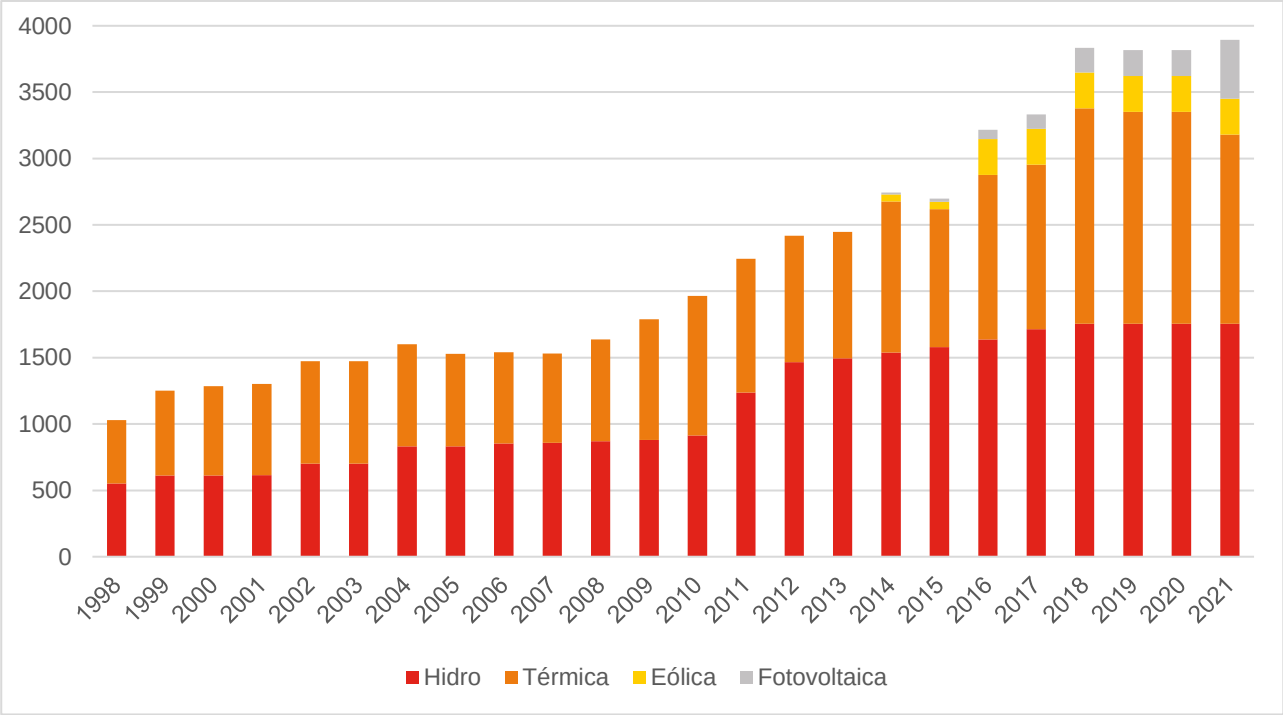
2.2. Matriz energética de Panamá

La matriz energética de la República de Panamá está poco diversificada y es fuertemente dependiente, tanto del exterior (por las importaciones de hidrocarburos), como de los recursos hidroeléctricos. Por tanto, las políticas energéticas implementadas por el Gobierno panameño a lo largo de los últimos años tienen como objetivo principal diversificar la matriz energética a corto y medio plazo, de modo que el país esté debidamente preparado ante cambios en el ámbito nacional (sequías muy prolongadas) o cambios que puedan ocurrir en el plano internacional (alza en los precios de los combustibles fósiles), y que tienen un impacto muy importante en la fijación de los precios de la electricidad.

En el gráfico siguiente se muestra la evolución de la capacidad instalada entre los años 2000 y 2021. Como puede observarse, la energía hidroeléctrica y la energía térmica han dominado tradicionalmente la generación de electricidad, de hecho, hasta el año 2010 lo hacían casi por partes iguales. A partir del año 2011, la generación hidroeléctrica comienza a aumentar notoriamente su capacidad instalada, fomentada por los incentivos del Gobierno para este tipo de centrales.

EVOLUCIÓN DE LA MATRIZ ELÉCTRICA EN PANAMÁ (1998-2021)

Capacidad instalada por tipo de tecnología (en MW)



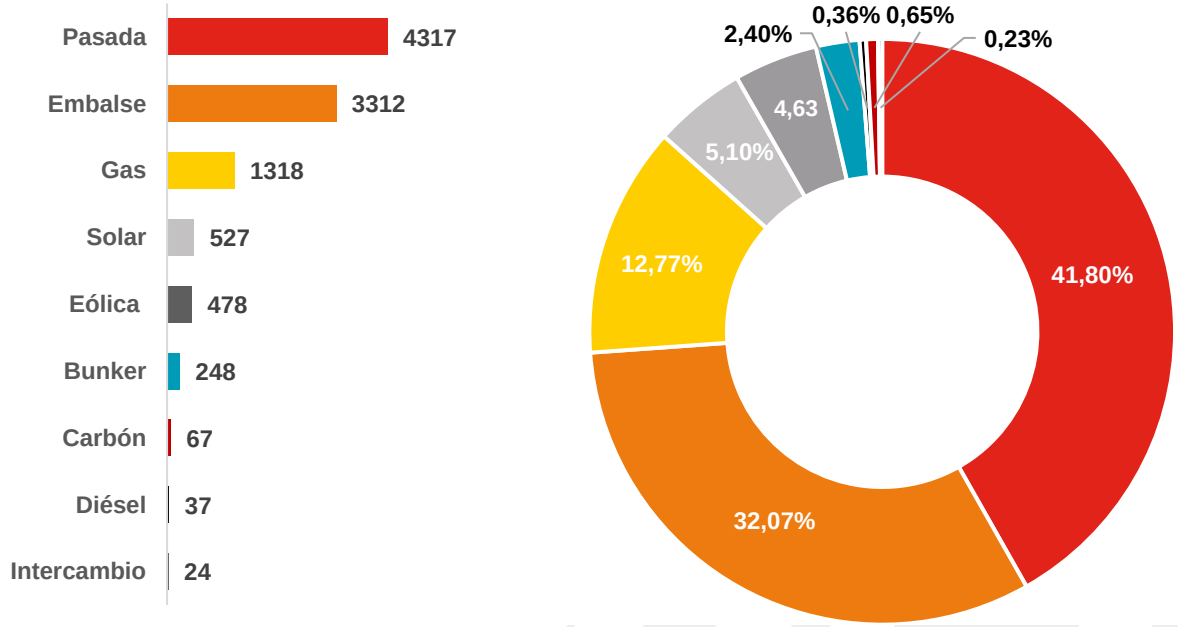
Fuente: Elaboración propia a partir de datos de ASEP.

Más adelante, en 2014 y fomentado por la introducción de incentivos específicos, comienza el desarrollo de las energías renovables alternativas en el país, en particular de la generación eólica y fotovoltaica. Aunque todavía se trata de tecnologías de introducción reciente, han experimentado un crecimiento notorio en los últimos 5 años. Además, debido a que Panamá no cuenta con combustibles fósiles, la SNE trata de reducir la importación de estos combustibles a través del fomento de la generación eléctrica a partir de fuentes de energía renovable no convencionales (ERNC).

Como consecuencia de la entrada de ERNC en la matriz energética nacional, esta se ha diversificado, aunque sigue estando dominada por la energía hidroeléctrica (tanto de pasada como de embalse) y la energía térmica. Aunque se espera que en los próximos años aumente el peso de la generación eléctrica renovable no convencional, su desarrollo todavía enfrenta desafíos con el modelo de mercado eléctrico actual, que favorece el desarrollo de las fuentes de electricidad convencionales. No obstante, el compromiso actual de la República de Panamá en tal sentido es lograr que el 30 % de la capacidad instalada de la matriz eléctrica provenga de fuentes de energías renovables no convencionales.

A continuación puede observarse en el gráfico la matriz de generación electrica en Panamá en 2021, por tipo de tecnología.

MATRIZ DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN PANAMÁ, 2021



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de ASEP.

2.2.1. Energía hidroeléctrica

Actualmente, el 45,25 % de la capacidad total instalada en Panamá proviene de fuentes de energía hidráulica, por lo que la matriz energética de Panamá presenta una elevada dependencia de los recursos hídricos.

Este tipo de energía tiene un carácter muy estacional y dependiente de los ciclos climáticos por lo cual la generación varía tanto de manera intermensual como interanual. A modo de ejemplo, en el mes de octubre de 2020, la generación hidroeléctrica supuso el 93,3 % de la generación del país, mientras que en enero únicamente cubrió el 42 %.

En el primer semestre de 2021, el sistema contaba con 40 centrales hidroeléctricas repartidas en 33 agentes del mercado. La mayoría de las plantas hidroeléctricas se localizan en la región occidental del país. En total la provincia de Chiriquí cuenta en la actualidad con 1.200,55 MW, instalados, seguido por las provincias de Panamá con 260 MW, Bocas del Toro con 243,71 MW, Veraguas con 27,67 MW y Coclé con 6,71 MW. En 11.1. Anexo 1, se recoge una tabla con los datos de capacidad instalada y generación bruta de cada una de las centrales hidroeléctricas del país a 31 de diciembre de 2021. La empresa con mayor capacidad instalada de este tipo de energía es AES Panamá, que cuenta con 481,96 MW, equivalentes al 12,77 % del total.

Pese a su relevancia en la matriz actual, existen varios factores que limitan el crecimiento potencial de este tipo de energía en el país. En primer lugar, uno de los objetivos del PEN 2015-2050 es

reducir su peso en la matriz nacional, debido a la estacionalidad de este tipo de energía (que afronta situaciones de sequía cada año más extensas). Además, pese a que el Plan de Generación 2019-2033 de ETESA contempla proyectos de generación por un total de 2.000 MW en las cuencas de los rios Changuinola, Teribe, Santa María y San Pablo, ya se han desarrollado los mejores sitios del país para el aprovechamiento del potencial hidroeléctrico.

Finalmente, debe tenerse en cuenta la oposición de los grupos indígenas y de las poblaciones aledañas a los lugares donde se llevan a cabo este tipo de proyectos, por el impacto social y medioambiental que suponen. A modo de ejemplo, la iniciativa impulsada por el Gobierno panameño para la construcción de reservorios de agua multipropósitos (tanto para las centrales hidroeléctricas como para el Canal), ha recibido una fuerte oposición por parte de organismos multilaterales y locales.

2.2.2. Energía térmica

La variabilidad de la generación hidroeléctrica se ha complementado tradicionalmente con las centrales de generación termoeléctrica. A principios de 2022, Panamá contaba con 1.419,64 MW de capacidad térmica instalada, lo que supone el 35,48 % del total en el país.

ENERGÍA ELÉCTRICA GENERADA CON COMBUSTIBLES FÓSILES, 2000-2020

Datos en GWh

Empresa	2000	2010	2017	2018	2019	2020
Derivados	1.416,8	3.027,5	2.856,6	1.305,1	1.535,1	-
Carbón	0,0	0,0	171,1	483,3	1.069,4	-
Gas	0,0	0,0	0,0	623,3	2.812	-
TOTAL	**1.416,8**	**3.027,5**	**2.856,6**	**2.411,6**	**5.416,5**	**2.588,4**

Fuente: SICA.

Tradicionalmente, estas centrales eran abastecidas principalmente por combustibles caros y altamente contaminantes como el fueloil, el diésel y el carbón. Con el objetivo de reducir la dependencia del petróleo y los problemas asociados a la estacionalidad de la generación hidroeléctrica, el PEN 2015-2050 busca diversificar la matriz energética, impulsando las fuentes renovables, en línea con los compromisos adquiridos por Panamá en la Cumbre del Clima de París y ratificados en septiembre de 2016.

Además, como parte de la transición energética, la SNE tiene por objetivo sustituir las centrales térmicas que emplean combustibles fósiles, por otras que usen combustibles más eficientes como el gas natural. En el año 2003, se cerró la única refinería de petróleo con la que contaba el país. Recientemente, en abril de 2021 y por decreto, se permitió al Ministerio de Economía y Finanzas convertirse en propietario de las acciones de la empresa Bahía las Minas Corp. permitiéndole

determinar el cese y cancelación de la operación de la empresa, licencias y contratos de concesión. Se espera que, a lo largo de los próximos años, se retiren otras plantas térmicas de diésel o fueloil para lograr el cierre definitivo o la reconversión de unos 400 MW de capacidad instalada de plantas altamente contaminantes para 2024, fijada por el Ministerio de Ambiente.

Para suplir el cierre de estas plantas, el Gobierno panameño apuesta por el uso del gas natural como energía de transición. En esta línea, el Gobierno licitó un contrato de suministro de energía para la primera planta de gas natural licuado en 2013, que ganó la empresa Panama NG Power, S.A. con su propuesta de planta de 670 MW. Sin embargo, debido a varios retrasos que culminaron en no poder presentar el cierre financiero en plazo, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) retiró en su momento a la empresa su licencia provisional. En junio de 2021, con una promesa de inversión de 1.000 MUSD, el contrato le fue cedido la sociedad Generadora de Gatún (en la que participan las empresas InterEnergy Group y AES Panamá). Se espera que en 2024 haya finalizado la construcción de la nueva planta eléctrica, que estará conectada a la red de transmisión a través de una nueva línea, entre las subestaciones de Sabanitas y Panamá III[4].

Para suplir el vacío dejado por NG Power, el Gobierno volvió a licitar varios contratos en 2015. El primero fue adjudicado a la norteamericana AES Corporation, que inauguró la primera central de generación termoeléctrica a gas natural del país con 380 MW de capacidad, la planta Gas Natural Atlántico Colón. El segundo lo obtuvo la empresa china Martano (ahora Sinolam Smarter Energy LNG Power) para la construcción y operación de la planta de ciclo combinado a gas natural Gas to Power Panama.

La planta todavía no se encuentra operativa, pero ASEP le ha concedido una extensión hasta marzo de 2023 para el inicio de su operación comercial. Se trata de una planta generadora de 441 MW en Colón, que junto con la planta de AES Colón y la de Generadora Gatún, sumarán 1.492 MW con gas natural en 2024, siempre que se cumplan las previsiones.

En el año 2021, aproximadamente el 13 % de la electricidad total consumida en el país fue producida con gas natural. Para seguir garantizando la estabilidad del sistema y sustituir la salida de las centrales que operan con combustibles como el diésel o fueloil, el Plan de Expansión de ETESA identificó potencial para desarrollar varios proyectos termoeléctricos adicionales a los actuales, de los cuales la gran mayoría (1.831 MW) corresponden a centrales de gas natural.

[4] Noticia: https://www.swissinfo.ch/spa/panam %C3 %A1-energ %C3 %ADa_comienza-la-construcci %C3 %B3n-de-generadora-el %C3 %A9ctrica-de-1.000-millones-en-panam %C3 %A1/47455120

PROYECTOS TERMOELÉCTRICOS CANDIDATOS GENÉRICOS IDENTIFICADOS

Nombre	Tipo	Combustible	Unidad	Cap. instalada (MW)	Pot. efectiva (MW)
CC CNL A	Ciclo combinado	Gas natural	4	400	400
Energyst El Sánchez	Motor media velocidad	Diesel	26	46,80	44,33
Turbina Gas Auroderivada (Diesel) 50A	Turbina Gas Auroderivada	Gas Natural	1	50	50
Turbina Gas Auroderivada (Diesel) 50B	Turbina Gas Auroderivada	Gas Natural	1	50	50
Turbina Gas Auroderivada 50B	Turbina Gas Auroderivada	Gas Natural	1	50	50
Turbina Gas Auroderivada 50A	Turbina Gas Auroderivada	Gas Natural	1	50	50
Turbina Gas Auroderivada 100A	Turbina Gas Auroderivada	Gas Natural	1	100	100
Turbina Gas Auroderivada 100A	Turbina Gas Auroderivada	Gas Natural	1	100	100
Turbina Gas Auroderivada 150A	Turbina Gas Auroderivada	Gas Natural	1	150	150
Turbina Gas Auroderivada 150B	Turbina Gas Auroderivada	Gas Natural	1	150	150
Turbina Gas Auroderivada 250A	Turbina Gas Auroderivada	Gas Natural	1	250	250
Turbina Gas Auroderivada 250B	Turbina Gas Auroderivada	Gas Natural	1	250	250
Turbina Gas Auroderivada 250C	Turbina Gas Auroderivada	Gas Natural	1	250	250
Carbonera (Fluidized bed combustion)	Turbina de Vapor	Carbón	2	350	297,5
Costa Norte II	Ciclo combinado	Gas natural	4	381	381

Fuente: Tomo II Plan Indicativo de Generación (Plan de Expansión de ETESA 2019-2033).

2.2.3. Energía fotovoltaica

Pese a que el desarrollo de este tipo de tecnología es muy reciente en el país (el primer parque se concluyó en 2014), está experimentando un importante auge de la mano del sector privado en los últimos años.

Aunque la energía solar fotovoltaica es actualmente la cuarta fuente de generación eléctrica en el país, en 2021 alcanzó los 399,21 MW de capacidad instalada, duplicando los valores de 2019 (185,07 MW) y 2020 (194,61 MW). En el primer semestre de 2022 contaba con 435,13 MW de capacidad instalada (10,88 % del total). En el anexo 11.3. se recoge un listado de las principales empresas de generación fotovoltaica en el año 2021, destacando la empresa Enel Green Power Panamá S. A. como principal productora de energía solar en el país (con capacidad instalada de 62 MW).

La apuesta por la energía solar fotovoltaica todavía generará importantes oportunidades no sólo para la instalación de parques solares conectados al SIN, sino también para la instalación de sistemas de Generación Solar Distribuida (GSD). Panamá presenta condiciones de mercado muy favorables para la instalación de sistemas de GSD: recurso solar abundante, marco regulatorio vigente claro y una disminución de los costes de la tecnología (con fuertes proyecciones de reducción de entre un 15 % y un 35 % anual en los sistemas para 2024). Estos factores convierten dicha tecnología en una fuente altamente competitiva.

En marzo de 2021, existían 1.146 instalaciones fotovoltaicas instaladas para el autoconsumo en el país, con una capacidad instalada total aproximada de 43,7 MW. El 55 % de las instalaciones son de pequeño tamaño (inferiores a 10 kW), pero las 132 instalaciones de más de 100 kW representan el 69 % de la potencia fotovoltaica instalada. Además, se espera que la estrategia de generación distribuida y autoconsumo logre cumplir su meta de instalación de 1.700 MW en techos solares para el año 2030.

De acuerdo con el programa Generación SOLE de la Oficina para América Latina y el Caribe del PNUMA, la energía solar distribuida registró en 2021 un aumento interanual superior a un 25 % y se estima que el potencial de inversiones supere los 2.000 MUSD en los próximos años, impulsado por el aumento de los precios de la electricidad y un acceso con más facilidades a financiación bancaria especializada.

2.2.4. Energía eólica

En el primer semestre de 2022, las plantas de generación eólica contaban con el 8,40 % de la capacidad instalada en el país, y supusieron el 7,55 % de la generación bruta total.

UEP Penonomé I S.A., el primer parque eólico de Panamá, fue construido por la promotora española Unión Eólica Panameña y entró en operación en el año 2014 con un total de 55 MW de capacidad. Posteriormente, en 2016 se inauguró el segundo parque eólico del país. Este, construido por UEP

Penonomé II S.A. (subsidiaria de Interenergy Holding), cuenta con 86 generadores y una potencia instalada de 215 MW, lo que lo convierte en el parque eólico más grande de la región.

A continuación, se recoge un listado con los parques eólicos conectados al SIN en Panamá en 2022:

Empresa	MW instalados	%	Generación bruta (GWh)	%
UEP Penonomé I	55	1,37	64,80	0,01
UEP Penonomé II	215	5,37	299,52	0,05
Parque eólico Toabré	66	1,65	59,70	0,01
TOTAL	336,00	8,40	424,02	7,55

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de ASEP.

El Plan de Expansión de ETESA estima en 7.180 MW el potencial eólico en el país, con un área aprovechable de 897,61 km^2. Según los datos de ASEP, y como se analiza en el capítulo de Oportunidades, Panamá cuenta con 12 proyectos en desarrollo, de los cuales 6 cuentan con licencia definitiva para construcción y explotación y otros 6 con licencia provisional.

Resulta relevante mencionar que una de las principales limitaciones que presenta este tipo de tecnología en el país es que los parques eólicos sólo pueden ser explotados durante la estación seca entre enero y mayo, ya que durante la estación de lluvias los vientos alisios dejan de soplar. Así, el 75 % de la energía eólica se produce entre los meses de diciembre y mayo, es la época en que se registra la estación seca en Panamá.

2.3. Mercado eléctrico panameño

El sector eléctrico panameño está vertebrado a través del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Los participantes del mercado eléctrico panameño pueden clasificarse en los siguientes grupos:

- **Productores de energía eléctrica que comercializan al por mayor**:
    - *Generadores*: producen electricidad para su comercialización.
    - *Autogeneradores*: producen y consumen electricidad, pero pueden vender sus excedentes a ETESA y/u otros agentes del mercado.
    - *Cogeneradores*: producen eneergía electreica como subproducto de un proceso industrial, pero pueden vender dicha energía a ETESA y/u otros agentes del mercado.
    - *Interconexión internacional*: conjunto de transacciónes relacionadas con la transferencia de energía y potencia entre países.

- **Consumidores de energía electrica** (compran a nivel mayorista):
    - *Distribuidores*: personas naturales o jurídicas, titulares de una concesión para la prestación del servivio de distirbución de energía.
    - *Grandes clientes*: perosnas naturales o jurídicas, con una demanda superior a 100 kW. Pueden comprar electricidad a precios acordados libremente o acogerse a las tarifas reguladas.

- **Transportistas**: la única empresa del Mercado Electrico panameño con concesión para la transmisión de energía eléctrica es la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A.

2.3.1. Agentes públicos participantes en el mercado

A continuación, se recogen los principales agentes públicos que participan en la regulación del mercado energético panameño.

Secretaría Nacional de Energía (SNE)	
Secretario Nacional	Dr. Jorge Rivera Staff
Descripción	Organismo público adscrito al Ministerio de Presidencia que define la política energética de Panamá y diseña el Plan Energético Nacional (PEN) a largo plazo (el último PEN 2015-2050 fue publicado en julio de 2016).
Web	https://www.energia.gob.pa/

Comisión Nacional de Energía (CNE)	
Descripción	Institución encargada de trazar la política del Estado en el Sector Energía. Sus actividades abarcan los subsectores: eléctrico, hidrocarburos, fuentes alternas y uso racional de energía.
Web	https://www.energia.gob.pa/

Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP)	
Directora Ejecutiva	Karen Soyneth Gutiérrez Lee
Descripción	Organismo público autónomo que actúa como ente regulador de los servicios públicos de telecomunicaciones, electricidad, radio, televisión, agua potable y alcantarillado sanitario. En el sector de la energía eléctrica, como ente regulador, se encarga de desarrollar el marco normativo conforme a las políticas y líneas estratégicas dictadas por la Secretaría Nacional de Energía.
Web	https://www.asep.gob.pa/

Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (ETESA)	
Directora Ejecutiva	Karen Soyneth Gutiérrez Lee
Descripción	Empresa de capital 100 % público cuya principal actividad es la transmisión de energía eléctrica en alta tensión desde las empresas generadoras hasta los distribuidores eléctricos y/o grandes clientes. Al mismo tiempo, se encarga prepara los planes de expansión de Generación y Transmisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN), que deben someterse a las directrices de la Secretaría Nacional de Energía y ser aprobados por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.
Web	https://www.etesa.com.pa/

Organismo de Electrificación Rural (OER)	
Director Ejecutivo	Leonardo Alessandria
Descripción	Organismo adscrito al Ministerio de la Presidencia que asume las funciones de promoción de la electrificación de las áreas rurales no servidas y no concesionadas. Se encarga de ejecutar el Plan de Electrificación Rural (PLANER).

Ministerio de Ambiente	
Director Ejecutivo	Milciades Concepción
Descripción	Organismo creado en 2015 que está a cargo de formular una política nacional ambiental y promover el uso sostenible de los recursos naturales del país. Es el organismo encargado de aprobar la Evaluación de Impacto Ambiental de los proyectos energéticos, así como de otorgar licencias de uso de recursos naturales.

2.4. Normativa y regulación del mercado

2.4.1. Mercado eléctrico

En Panamá, el mercado eléctrico viene regulado por el Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, que dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la prestación del servicio público de Electricidad, ordenado por la Ley 194 de 2020. Esta Ley establece un marco legal y regulatorio favorable para el desarrollo de un mercado energético liberalizado, estable, creciente, eficiente y con precios competitivos. Esta ley ha sufrido algunas modificaciones, entre las cuales se puede destacar la Ley n.º 43 de 2012, la cual reglamenta la compra de potencia y energía a empresas nacionales o extranjeras, por parte de ETESA.

Para ello, la Ley establece el régimen al que se sujetan las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad. Entre otras cosas, la ley establece los diferentes grados de participación de la empresa privada en el mercado según el tipo de actividad de que se trate.

Actividad de generación

La actividad de generación incluye la construcción, instalación, operación y mantenimiento de plantas de generación eléctrica, con sus respectivas líneas de conexión a las redes de transmisión, equipos de transformación e instalaciones de manejo de combustibles, con el fin de producir y vender energía en el sistema eléctrico nacional.

Esta actividad está completamente abierta a empresas, tanto nacionales como extranjeras, siempre que cumplan los requisitos establecidos en la Ley n.º 6 y cuenten con todas las aprobaciones necesarias. En la siguiente tabla se recogen los trámites necesarios para la ejecución de proyectos de generación eléctrica que deben tramitarse ante la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) para cada tipo de planta.

TRÁMITES NECESARIOS ANTE LA ASEP

Tipo de planta	Trámites y requisitos
Requisitos Generales	Información general y descripción del proyecto. Utilización o destino que se dará a la energía eléctrica. Características generales del sistema de generación y de cualquiera facilidad de transmisión, transformación y distribución de la energía eléctrica asociada al mismo. Plazos dentro de los cuales se iniciarán y conducirán las obras e instalaciones, incluyendo el cronograma esquemático de las principales actividades del proyecto. Plazo de duración de la licencia o concesión que se solicita, incluyendo los períodos de construcción. Descripción de las servidumbres requeridas. Certificado del Registro Público, título de propiedad, acreditación de solvencia económica y financiera, estudio de impacto ambiental aprobado por la ANAM.
Plantas hidroeléctricas	**Régimen de concesiones**[5]. Aportar requerimiento y uso de agua. Con esta información, la ANAM indicará al interesado la necesidad o no de solicitar la concesión de agua. Completar el formulario E-150 para la solicitud de conexión para generación de energía eléctrica para proyectos de centrales hidroeléctricas y geotérmicas. Ver sitio web: www.asep.gob.pa/formularios/E-150

[5] El procedimiento para obtener las concesiones está contenido en la Resolución n.º JD-3460 del 19 de agosto de 2002, modificada por las Resoluciones n.º JD-3516 de 25 de septiembre de 2002, AN n.º 203-Elec de 7 de agosto de 2006 y AN n.º 631- Elec de 6 de febrero de 2007.

Plantas eólicas	**Régimen de licencias.** Estudios básicos iniciales. Estudio de Impacto Ambiental. Aprobación del Estudio de Impacto Ambiental por la Autoridad Nacional del Ambiente. Entrega a la ASEP del Estudio de Impacto Ambiental aprobado, autorización del uso del terreno y aprobación del derecho de conexión. Ver sitio web: www.asep.gob.pa/formularios/E-170A
Plantas térmicas	**Régimen de licencias.** Se deberá completar el formulario E-170-A, para la construcción y explotación de plantas de generación distinta a la hidroeléctrica y geotermoeléctrica las cuales quedan sujetas al régimen de licencia. Ver sitio web: www.asep.gob.pa/formularios/E-170A

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de ASEP.

Además, para la obtención de la licencia de construcción de una central de generación, se tendrán que ofrecer tanto una fianza de construcción (de un 10 % de la inversión necesaria para la nueva planta a instalar) y una fianza de cumplimiento que garantizará la correcta construcción y operación de la central de generación. El importe de esta segunda fianza dependerá del tipo de tecnología que empleará la central:

- **Eólica:** 500 USD x MW nominal o fracción a instalar
- **Gas Natural**: 2.000 USD x MW nominal o fracción a instalar
- **Fotovoltaica**: 2.000 USD x MW nominal o fracción a instalar

Aunque se verá específicamente más adelante, la ley permite que las generadoras vendan a través de Acuerdos de Compra de Energías (PPA), que ofrece mayor estabilidad de precios o en el Mercado ocasional/spot, como sistema de compensación entre generadores. En el primero de los casos, se exige presentar una garantía de seriedad de oferta para poder participación en la subasta, que garantiza la firma del contrato en caso de ser concedido. Usualmente, han sido entre 7.000 y 10.000 USD/MW de potencia ofrecido, pero es variable.

Actividad de transmisión

La red de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional está constituida por las líneas de transmisión de alta tensión, subestaciones, transformadores y otros elementos eléctricos necesarios para transportar energía eléctrica, desde el punto de entrega de dicha energía por el generador hasta el punto de recepción por la empresa distribuidora o gran cliente.

La transmisión es totalmente pública, gestionándose a través de la Empresa de Transmisión Eléctrica (ETESA), que será la encargada de plantear la expansión, así como la operación y el mantenimiento del sistema interconectado nacional.

Actividad de distribución

Finalmente, la distribución comprende las actividades de compra de energía en bloque, el transporte de la energía por las redes de distribución, la entrega de la energía a los clientes finales y la comercialización de energía a los clientes.

La distribución también está abierta al mercado privado, a través de contratos de concesión, pero se trata de un mercado muy regulado: sus ganancias vienen fijadas por la ASEP y están obligadas a suministrar energía eléctrica a todo aquel que lo solicite dentro de su zona mínima de concesión, si el punto de entrega se encuentra a no más de 100 metros de distancia de una línea de distribución.

Además, las empresas distribuidoras deben contratar el 100 % de la demanda de sus clientes regulados, lo que implica que los usuarios finales pagarían como componente de generación la suma de los contratos licitados, proporcionando estabilidad en los precios y evitando la volatilidad de los precios en el Mercado Ocasional.

2.4.2. Incentivos de energías renovables

Durante las dos últimas décadas, Panamá afronta el reto de lograr diversificar su matriz energética, con el objetivo de asegurar el suministro eléctrico durante todo el año, reducir el impacto sobre el medio ambiente y reducir su fuerte dependencia energética de los hidrocarburos importados. Para lograr este objetivo, el país ha aprobado leyes para fomentar e incentivar el desarrollo de las fuentes de generación energética renovables.

A continuación, se resumen estos incentivos para cada uno de los tipos de energía.

Incentivos para la generación hidroeléctrica

La Ley n.º 45, de 4 de agosto de 2004, establece un régimen de incentivos para el fomento de sistemas de generación hidroeléctrica y de otras fuentes nuevas, renovables y limpias. Se reglamenta a través del Decreto Ejecutivo n.º 45, de 10 de junio de 2009, que reglamenta el Régimen de los Incentivos para el Fomento de Sistemas de Generación Hidroeléctrica y de otras Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias, contemplados en la Ley 45 de 4 de agosto de 2004.

Este conjunto de normas establecía los siguientes beneficios fiscales, en función del tipo de instalación:

Impuesto	Incentivos	
Impuesto sobre la renta	5 % de crédito fiscal para instalaciones desarrolladas para dominio público.	
Impuestos aduaneros	Exención total	
ITBMS	Exención total	
Incentivos Especiales	**Mini-Hidro (<10 MW)**	Se permite realizar acuerdos de compraventa directa con las empresas distribuidoras, hasta el 15 % de la demanda máxima del distribuidor. No sujetos a cargos por distribución ni transmisión para las ventas directas o el mercado *spot.* Incentivos fiscales para la reducción de las emisiones de CO_2
	Pequeña hidroeléctrica (10 MW – 20 MW)	No sujetos a cargos por distribución ni transmisión para las ventas directas o en mercado *spot* para los primeros 10 MW durante los primeros 10 años de operación. Incentivos fiscales para la planta en función de su nivel de reducción del carbono.
	Hidro (>20 MW)	Incentivos fiscales para la reducción de las emisiones de CO_2

Además, los proyectos construidos o ampliados a partir del 10 de agosto de 2004 pueden optar a obtener un incentivo fiscal del 25 % del costo de inversión directa en el proyecto respectivo, basado en la reducción de toneladas de dióxido de carbono equivalente por año, calculado a través de la duración de la concesión o licencia, que sólo podría aplicarse al Impuesto a la Renta derivado de la actividad, por ejercicio fiscal, durante los primeros diez años, contados desde el inicio de la operación comercial del proyecto, siempre y cuando las operaciones no estén sujetas a otros incentivos, exoneraciones, exenciones y/o créditos fiscales otorgados en otras leyes.

En el caso de nuevos proyectos o aumento de la capacidad de otros sistemas de centrales hidroeléctricas se aplica este mismo incentivo, con el límite del 50 % de la renta derivada de la actividad.

Incentivos para las plantas fotovoltaicas

Por otro lado, la Ley n.º 37, de 10 de junio de 2013, establece el régimen de incentivos para el fomento de la construcción, operación y mantenimiento de centrales y/o instalaciones solares. Existen tres modificaciones de esta ley:

- La **Resolución 1647 de 28 de agosto de 2013**, por la cual se adopta el procedimiento para obtener la certificación que reconoce el uso de los incentivos fiscales a centrales y/o instalaciones solares, que realicen actividades distintas a la prestación del servicio público de electricidad.

- La **Ley 38 de 9 de agosto de 2016**, que modifica y adiciona disposiciones a la Ley 37 de 2013. Esta modificación permitió a ETESA organizar licitaciones orientadas exclusivamente a tecnología solar.

- La **Resolución 3498 de 25 de septiembre de 2017**, la cual actualiza el procedimiento para obtener la certificación que reconoce el uso de incentivos fiscales.

A continuación, se recogen los principales incentivos para la instalación de plantas de energía fotovoltaica.

Impuesto	Incentivos
Impuesto sobre la renta	5 % de crédito fiscal del valor total de la inversión directa aplicable al impuesto sobre la renta de obras civiles de infraestructura públican.
Impuestos aduaneros	Exención total para equipos, máquinas, materiales, repuestos y demás elementos necesarios para la construcción, operación y mantenimiento de las centrales y/o instalaciones solares.
ITBMS	Exención total para equipos, máquinas, materiales, repuestos y demás elementos necesarios para la construcción, operación y mantenimiento de las centrales y/o instalaciones solares.
Incentivos especiales	Posibilidad de usar la amortización acelerada de los equipos destinados a la generación de energía solar. Permite licitaciones públicas para la compra de energía y/o potencia firme, exclusivas para tecnologías solares y contratos PPA hasta 20 años.

Incentivos para la generación de energía eólica

La Ley n.º 44, de 25 de abril de 2011, que establece el régimen de incentivos para el fomento de la construcción y explotación de centrales eólicas destinadas a la prestación del servicio público de electricidad, modificada por la Ley 18/2013.

Impuesto	Incentivos
Impuesto sobre la renta	5 % de crédito fiscal del valor total de la inversión directa aplicable al impuesto sobre la renta de obras civiles de infraestructura pública.

Impuestos aduaneros	Exención total del impuesto de importación, aranceles, tasas, contribuciones y/o gravámenes a la importación de equipos, máquinas, materiales, repuestos y demás que sean necesarios para la construcción, operación y mantenimiento de la planta eólica.
ITBMS	Exención total para equipos, máquinas, materiales, repuestos y demás elementos necesarios para la construcción, operación y mantenimiento de las centrales y/o instalaciones eólicas.
Incentivos especiales	Posibilidad de usar la amortización acelerada de los equipos destinados a la generación de energía eólica. Exención de cualquier impuesto relacionado con la producción de equipamiento durante 15 años. Permite licitaciones públicas para la compra de energía y/o potencia firme, exclusivas para tecnologías solares y contratos PPA hasta 20 años.

Incentivos para la generación de energía a partir de biomasa

En primer lugar, la Ley n.º 42, de 20 de abril de 2011, establece los lineamientos para la política nacional sobre biocombustibles y energía eléctrica a partir de biomasa en el territorio nacional. Esta Ley fue posteriormente modificada por la Ley 21/2013 y la Ley 47/2015.

Mediante la Ley n.º 42, Panamá desarrolló un mandato de mezcla de etanol del 10 % como aditivo oxigenante con gasolinas que debía entrar en vigor en el año 2016. Esta ley también estableció como incentivo un subsidio del 20 % para los costes de obtención y procesamiento de materia prima en territorio panameño durante los primeros cinco años de operación de las plantas de biocombustible.

Impuesto	Incentivos
Impuesto sobre la renta	Exención total del impuesto sobre la renta durante 10 años incluyendo los ingresos por créditos de carbono.
Impuestos aduaneros	Exención total de los impuestos aduaneros para el equipamiento y materiales utilizados para el desarrollo de proyectos de generación de energía a partir de biomasa.
ITBMS	Exención total durante 10 años.

Incentivos especiales	Exención de cualquier impuesto relacionado con la fabricación de equipamiento de generación a partir de biomasa dentro de Panamá. Exención de gastos de supervisión de la Autoridad Nacional de Servicio Público durante 10 años y de los derechos de licencia comercial. Exención de los derechos de distribución o de transmisión para las operaciones en el mercado *spot* durante 10 años. Exención total de impuestos, tarifas, contribuciones y otras cargas locales.

Incentivos para generación a partir de gas natural

Por otro lado, la Ley n.º 41, de 2 de agosto de 2012, establece el régimen de incentivos para el fomento de la construcción y explotación de centrales de generación a base de gas natural, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad.

Impuesto	Incentivos
Impuesto sobre la renta	5 % de crédito fiscal del valor total de la inversión directa aplicable al impuesto sobre la renta para instalaciones desarrolladas para el dominio público.
Impuestos aduaneros	Exención total de los impuestos aduaneros para equipos, maquinaria, materiales, piezas de repuesto y otras importaciones necesarias para el funcionamiento de la planta.
ITBMS	Posibilidad de utilizar un método de amortización acelerada para depreciar activos tangibles.
Incentivos especiales	Posibilidad de usar la amortización acelerada de los equipos destinados a la generación de energía a base de gas natural. Exención de cualquier impuesto relacionado con la producción de equipos de generación de gas natural en territorio panameño durante 20 años. Incluye equipos mecánicos, electrónicos, electromecánico, metalúrgico y eléctrico.

3. Oferta – Análisis de competidores

3.1. El mercado eléctrico panameño

El sector eléctrico panameño se estructura en tres segmentos: generación, transmisión y distribución. Al considerarse un servicio público, el sector eléctrico se encuentra altamente regulado: a pesar de que las actividades de generación y distribución pueden ser llevadas a cabo por empresas privadas, los organismos públicos asumen importantes funciones relacionadas con la regulación, la supervisión y la planificación de inversiones.

3.1.1. Generación

La generación de energía eléctrica es una actividad que realizan diferentes tipos de agentes en el mercado eléctrico panameño.

La capacidad instalada total del sector eléctrico en la República de Panamá en el primer semestre del año 2022 es de 4.001,90 MW, de los cuales el 87,59 % (3.504,38 MW) corresponden a plantas que prestan el servicio público de electricidad, el 11,52 % (461,11 MW) a plantas de autogeneradores conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y el restante 0,89 % (35,60 MW) pertenece a sistemas aislados.

En el siguiente gráfico puede observarse la evolución histórica de la capacidad instalada del Sistema Interconectado Nacional (SIN) en los últimos 25 años. Como puede observarse, la capacidad instalada ha ido aumentando paulatinamente todos los años (excepto en 2003, en que se mantuvo estable) hasta el año 2017.

Desde entonces, se han registrado dos incrementos de la capacidad instalada. El primero se produjo en el año 2018 con la entrada en operación el año anterior de la planta de generación eléctrica más grande del país: la planta Gas Natural Atlántico, de AES Colón. El más reciente, en el año 2021, se produjo como consecuencia de la conexión a la red panameña de la planta fotovoltaica Penonomé, de Avanzalia Panamá.

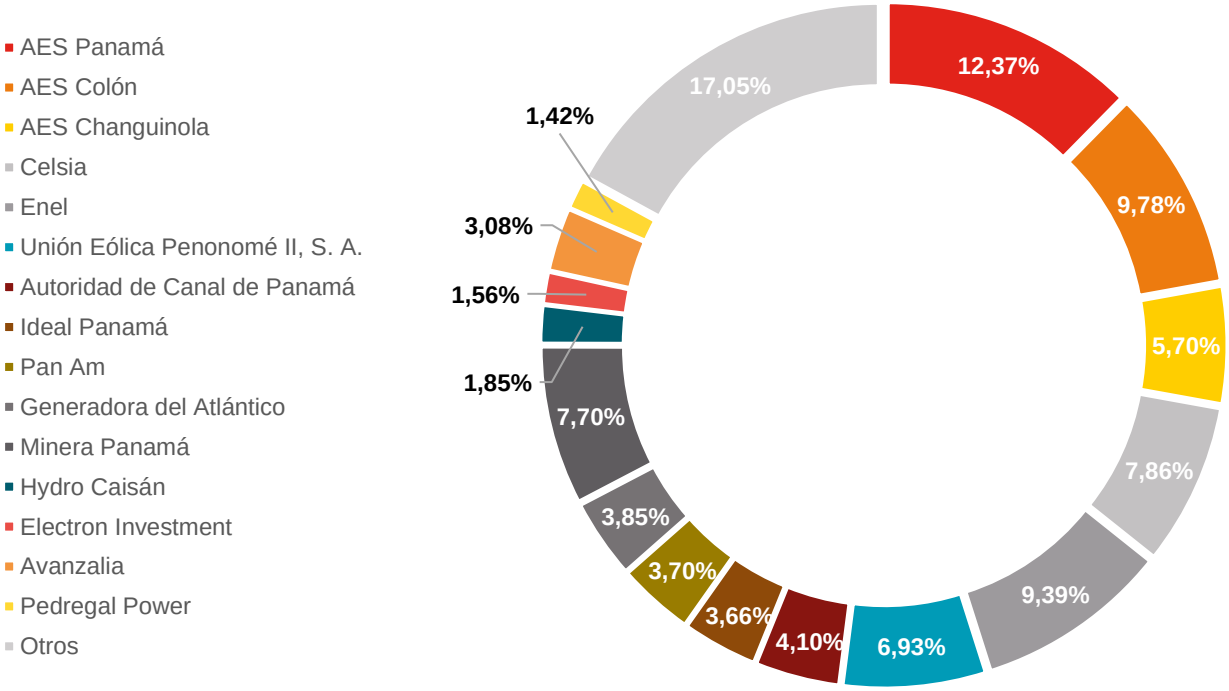
EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA DEL SIN, 1998-2021

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de ASEP.

Uno de los aspectos más importantes en el mercado eléctrico es la competencia entre las empresas generadoras. Esta competencia tiene como objetivo incrementar la calidad y sostenibilidad del suministro, el cuidado del medio ambiente y garantizar precios accesibles de la energía eléctrica.

CAPACIDAD INSTALADA POR EMPRESA EN PANAMÁ

En porcentaje de la capacidad total



Fuente: Elaboración propia con datos de ASEP.

Como puede observarse en el gráfico, el mercado eléctrico panameño se caracteriza por su concentración en manos de pocos operadores. A modo de ejemplo, de las 96 empresas de generación energética adscritas al SIN, el 45 % de la capacidad instalada está repartido entre las 6 empresas principales del país (de las cuales 3 son filiales de la empresa energética AES):

- **AES Corporation**: la multinacional norteamericana cuenta con 3 empresas con actividad en el país (AES Panamá, AES Changuinola y AES Colón). Cuenta con 1.161 MW de capacidad instalada en el país, lo que supone más del 25 % de la capacidad instalada en Panamá.

- **Enel Green Power**: filial de la multinacional italiana Enel con amplia presencia en Centroamérica. Es propietaria, entre otras, de la principal central hidroeléctrica en Panamá (Fortuna, con 300 MW instalados), además de otras plantas solares y térmicas en el país.

- **Celsia:** empresa colombiana que participa en los negocios de generación, transmisión y distribución eléctrica en Colombia, Costa Rica y Panamá. Su capacidad instalada supone el 7,86 % del total del país. Cuenta con 3 centrales hidroeléctricas, 2 centrales térmicas y 2 granjas solares conectados al SIN.

- **InterEnergy Holdings:** es la propietaria, a través de su subsidiaria UEP Penonomé II S.A. del parque eólico Laudato Si, que supone el 6,93 % de la capacidad total instalada. La empresa es, además, propietaria de la planta de energía térmica Pedregal Power.

Por otro lado, Panamá cuenta con dos empresas públicas de generación eléctrica:

- **Autoridad del Canal de Panamá**: actualmente, la ACP cuenta con tres plantas generadoras: planta hidroeléctrica de Madden (capacidad de generación máxima de 24 MW), la planta hidroeléctrica de Gatún (capacidad máxima de 36 MW) y la Planta Térmica de Miraflores (capacidad instalada de 163 MW).

- **EGESA**: la Empresa de Generación Eléctrica S.A. es una empresa de generación estatal que compite en igualdad de condiciones con el sector privado en la prestación del servicio público de electricidad. EGESA es propietaria, desde diciembre de 2006, de las turbinas de gas que iban a ser desmanteladas por la empresa AES.

3.1.2. Transmisión

El segmento de transmisión del SIN está formado por las líneas de transmisión de alta tensión, subestaciones, transformadores y otros elementos necesarios para recibir la energía eléctrica producida por las plantas de generación y transportarla a los diferentes puntos de entrega.

Panamá cuenta con tres líneas de transmisión que operan a voltajes de 230 kV y 115 kV. La longitud total de las líneas de 230 kV es de 2.710 km y la de las líneas de 115 kV de 307,70 km. Además, el sistema de transmisión cuenta con 17 subestaciones eléctricas, de las cuales 11 son subestaciones transformadoras de voltaje, mientras que el resto son subestaciones seccionadoras puras: 4 a nivel de 230 kV y 2 a nivel de 115 kV.

MAPA DE LAS LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN DE ETESA

Fuente: Plan de Expansión de ETESA.

La Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (ETESA) es la compañía pública concesionaria del servicio de transporte de energía eléctrica de alta tensión en Panamá. Mediante la Resolución AN n.° 17932-Elec, de 10 de octubre de 2022, ETESA recibió una extensión de concesión por parte de ASEP para continuar sus labores de operación, explotación y mantenimiento del sistema de transmisión eléctrica de alta tensión, por un periodo de 25 años. En el proceso de compra y venta de energía, actúa únicamente como intermediario y no obtiene ningún beneficio neto (ni asume costes ni riesgos) por la suscripción de los contratos de suministro.

Actualmente, las líneas en operación se encuentran al límite de su capacidad, pese a la incorporación de la Tercera Línea de Transmisión en el año 2017 y a la construcción de varios anillos de transmisión para la Línea 3 que elevaron su capacidad de transporte. De hecho, de acuerdo con el Plan de Expansión de ETESA, la empresa invertirá en los próximos tres años aproximadamente 1.200 MUSD en infraestructura para revertir esta situación, cifra que equivale al patrimonio que tiene actualmente.

Uno de los proyectos planteados por ETESA para revertir esta situación es la construcción de la Cuarta Línea de Transmisión (véase capítulo de Oportunidades).

3.1.3. Distribución

En Panamá, las empresas de distribución de energía eléctrica operan bajo un régimen de concesión de servicio público. Actualmente, existen tres empresas concesionarias:

- **Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste S.A. (EDEMET**): concesionaria en las provincias de Veraguas, Coclé, Herrera y Los Santos; provincia de Panamá al Oeste del Canal y la parte Oeste de la ciudad de Panamá, incluyendo: Parque Natural Metropolitano, el Parque Nacional Camino de Cruces, el Parque Nacional Soberanía y la Finca Agroforestal Río Cabuya. Cuenta con el 49 % del total de líneas de distribución.

- **Elektra Noreste S.A. (ENSA):** concesionaria en las provincias de Darién, Colón, la parte de la provincia de Panamá al Este del Canal de Panamá (con excepción del lado oeste de la ciudad de Panamá, el Parque Natural Metropolitano, el Parque Nacional Camino de Cruces, Parque Nacional Soberanía, y la Finca Agroforestal Río Cabuya), la Comarca de San Blas y las Islas del Golfo de Panamá. Representa el 30 % del total de las líneas de distribución.

- **Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S. A. (EDECHI):** concesionaria de las zonas ubicadas en las provincias de Chiriquí y Bocas del Toro. Sus líneas de distribución representan el 21 % del total a nivel nacional.

Resulta relevante mencionar que en los tres casos se trata de empresas de capital mixto público-privado. Por un lado, Edemet tiene como principales accionistas a la República de Panamá y a Distribuidora Eléctrica del Caribe S.A., subsidiaria al 100 % de la compañía española Naturgy. Edechi también es propiedad de Distribuidora Eléctrica del Caribe S.A. (51 %), el Gobierno panameño (47,86 %) y otros accionistas (1,14 %). Finalmente, ENSA pertenece al Grupo EPM (Colombia) en un 51 %; mientras que el Estado panameño es acreedor del 48,3 % y el 0,7 % restante se reparte entre pequeños accionistas.

3.2. Mercado de industria relacionada

Además de las empresas que participan directamente en el mercado eléctrico panameño, existen otras empresas muy estrechamente relacionadas con él.

Por un lado, están los pequeños proyectos de autogeneración, para autoabastecerse o complementar su suministro eléctrico. Estos proyectos sóolo requieren la distribución e instalación de los equipos, que en la mayoría de los casos son importados. En el caso de la energía solar, existen empresas, tanto locales como extranjeras, que ofrecen servicios de instalación y

mantenimiento de paneles solares para autogeneración (residencial o industrial). Algunas de ellas son: NSolar (Panamá), Grupo Otepi (España), Refeel Panama (Italia), GESODI (Panamá), Solar Power Pat (Panamá)[6].

Por otro lado, encontramos los proyectos de instalación de centrales de generación para añadir capacidad al SIN. Estos proyectos requieren la instalación de equipos técnicos de generación a gran escala y, en muchos casos, obras de infraestructura (EPC) y actividades de operación y mantenimiento (O&M). En este caso, es necesario tener en cuenta que la industria local (empresas de ingeniería, consultoras, EPC, distribuidores de equipos, etc.) todavía está especializándose en el sector de las energías renovables no convencionales (eólica y solar), siendo muy influyente la inversión directa de países como China, Estados Unidos, Italia o España.

Así, las principales empresas EPC (prestan servicios de ejecución y/o construcción del proyecto) de energía solar o eólica presentes en Panamá son extranjeras. Solar Century (ahora Statkraft) construyó el parque Divisa Solar en colaboración con la empresa local Hybrytec. Otras empresas que han llevado a cabo proyectos fotovoltaicos en Panamá son Elecnor (Planta Pesé, Mayorca, Cedro y Caoba), Grupo TSK (construyó la planta fotovoltaica Penonomé para Avanzalia) y Gransolar (junto a Grupo Cobra llevó a cabo la construcción de la plata fotovoltaica Ikakos). El Grupo Sol Real ha participado en el diseño, ingeniería, construcción y/o mantenimiento de varios proyectos fotovoltaicos en el país como el parque Estrella Solar y El Paso. Por otro lado, Elecnor también se adjudicó la construcción llave en mano del Parque Eólico Toabré.

Además, la mayoría de los equipos empleados en estas instalaciones de generación renovable también son importados, ya que Panamá no cuenta con producción local. A modo de ejemplo, los aerogeneradores empleados en los parques eólicos del país son de Vestas (Dinamarca) y marca Goldwind (China). No obstante, resulta relevante mencionar que el fabricante estadounidense de módulos Universal Solar ha anunciado que abrirá en Panamá una planta de fabricación de módulos fotovoltaicos[7].

La realización de cualquier proyecto de generación también requiere la participación de otro tipo de empresas relacionadas con la ingeniería e instalación eléctrica y/o electromecánica del proyecto. Algunas de las principales empresas locales son Energolatina, encargada de a realización “llave en mano” de la parte electromecánica de varios proyectos hidroeléctricos (CH Bajo de Mina, CH Baitún y CH San Andrés o Celmec. Celmec ha llevado a cabo proyectos como el sistema de transmisión eléctrica para el proyecto de Gas Natural Atlántico de AES, proyectos de subestaciones eléctricas (subestación San Bartolo, subestación Tocumen y adición de bancos de capacitores y reactores en

[6] En el siguiente enlace puede encontrarse información sobre los miembros afiliados a la Cámara Panameña de Energía Solar: https://camarasolarpanama.org/miembros/

[7] Ver noticia: https://www.bnamericas.com/es/noticias/universal-solar-abrira-fabrica-de-modulos-fotovoltaicos-en-panama-400-mw-en-pedidos-ya-recibidos#:~:text=PHOENIX %20y %20COLON %2C %20Panam %C3 %A1 %2C %2026,fundador %20John %20Bereckis %20anunci %C3 %B3 %20hoy.

las subestaciones Panamá y Panamá II), así como el montaje electromecánico de las CH Dos Mares (120 MW), la CH Changuinola (226 MW) y la central Térmica Cativá (80 MW).

4. Demanda

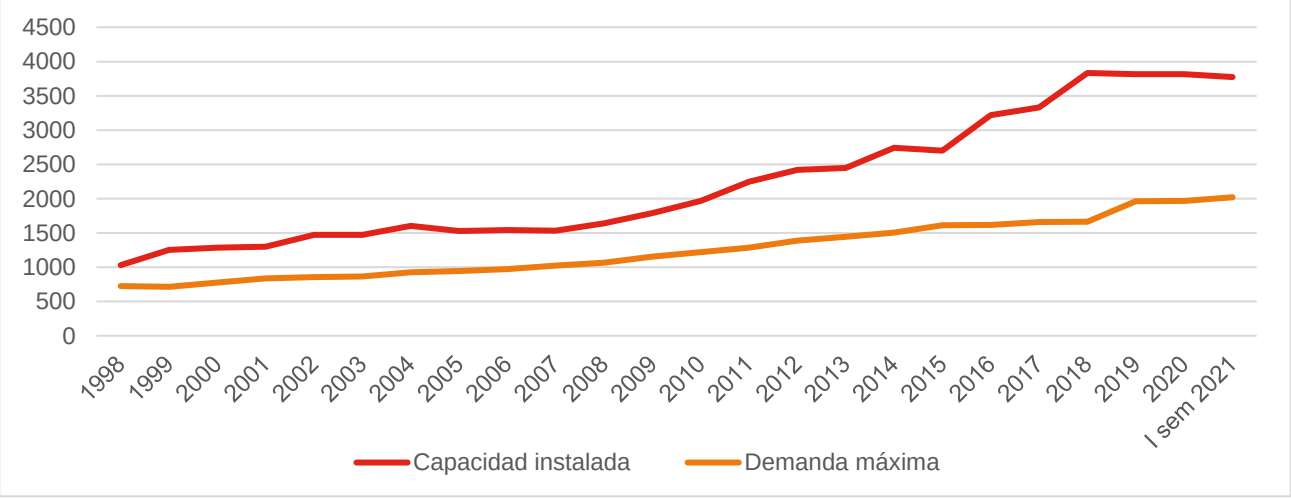
4.1. Demanda de energía eléctrica

Uno de los principales factores que afecta a la realización de nuevos proyectos de generación eléctrica es la evolución y proyecciones futuras de la demanda. Así, una vez instaladas, las plantas de generación pueden comercializar su potencia y energía conectándose al SIN y realizando contratos con las distribuidoras o contratando directamente con grandes clientes.

Los datos de demanda máxima de electricidad en Panamá muestran, hasta el año 2015, una tendencia creciente como consecuencia del fuerte crecimiento económico (entre 2004 y 2018 el país tuvo un crecimiento promedio anual del 7 %, la mayor tasa de Latinoamérica), la concentración urbana y al aumento progresivo del ingreso familiar en el país. A pesar de que entre los años 2018 y 2019, la demanda volvió a experimentar un ligero crecimiento, la reducción de las grandes infraestructuras públicas y la desaceleración económica ha provocado una estabilización de la demanda eléctrica en el país.

EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA Y LA CAPACIDAD INSTALADA

En MW



Fuente: Elaboración propia con datos de ASEP.

Sin embargo, la demanda eléctrica del mercado panameño está experimentando cambios en su estructura. Como puede verse en la tabla siguiente, las distribuidoras reciben la mayor parte de la energía entregada por ETESA para comercializarla entre sus clientes regulados, pero también existen otros grandes grupos que conforman la demanda eléctrica en el país. De hecho, en los

últimos años, la contratación de energía directamente entre las empresas generadoras y los consumidores finales ("grandes clientes") está incrementando su participación en la demanda total de energía.

ENERGÍA ENTREGADA POR EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN PARA EL SIN

En GWh

	Distribuidoras	Grandes clientes	Exportación	Otros agentes	Total
I Semestre 2022	4.332,67	897,66	93,82	194,73	**5.518,88**
2021	8.426,15	1.712,90	501,58	289,85	**10.930,48**
2020	8.157,22	1.363,87	568.67	125,10	**10.214,86**
2019	9.178,64	1.141,60	415,88	137,84	**10.873,96**
2018	9.283,65	671,30	325,79	105,78	**10.386,52**
2017	9.426,38	422,36	317,63	40,44	**10.206,81**
2016	9.340,88	270,31	397,56	29,41	**10.038,16**

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de ASEP.

Clientes regulados

En el primer semestre de 2022, el número de clientes de las tres empresas distribuidoras alcanzó los 1.239.645, un 3,81 % más que en el año 2021. Del total de clientes, 551.881, es decir, un 44 % pertenecen a la zona de concesión de EDEMET. Por su parte, ENSA tiene 515.667 (un 42 %) y EDECHI posee el 14 %, es decir 172.097 clientes.

CANTIDAD DE CLIENTES POR EMPRESA DISTRIBUIDORA

	2017	2018	2019	2020	2021	I SEM 2022	% 21-22
EDEMET	462.185	482.663	523.777	532.552	533.686	551.881	3,41
ENSA	446.063	453.456	470.433	486-996	493.263	515.667	4,54
EDECHI	148.270	156.939	161.597	166.301	167.241	172.097	2.90
TOTAL	**1.056.518**	**1.093.058**	**1.155.807**	**1.185.849**	**1.194.190**	**1.239.645**	**3,81**

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de ASEP.

Además, en el año 2021 más del 77 % de la energía producida en el país fue consumida por los clientes de las distribuidoras, siendo este mercado el principal consumidor. Sin embargo, pese a la tendencia de crecimiento en el número de clientes de las distribuidoras (fruto de la mayor cobertura eléctrica), la demanda energética de este mercado mantiene una tendencia bajista. Así, en el año 2016 este mercado consumía más del 93 % de la electricidad total producida en Panamá (frente al 77 % consumido en 2021).

Grandes clientes

De acuerdo con la normativa panameña, tendrán la consideración de “grandes clientes” aquellos cuya demanda máxima exceda los 100 kW por sitio, brindándoles la opción de comprar energía libremente en el MME o a través de su distribuidora.

En este grupo se incluyen aquellos usuarios finales que ejercen la opción de participar en el mercado mayorista de electricidad negociando libremente los términos y condiciones de suministro de energía con otros agentes del mercado y/o comprar energía en el mercado ocasional, de acuerdo con lo establecido en las reglas comerciales.

En los últimos años, la energía eléctrica recibida por este grupo ha aumentado enormemente, pasando de demandar 270,31 MW en 2016 a 1.712,90 MW en 2021. Algunas de los usuarios más destacados son Cemento Bayano, Cervecería Nacional, Gold Mills, Nestlé, Papelera Istmeña y Petroterminal de Panamá. La empresa Minera de Panamá, pese a tener un papel fundamental en la demanda eléctrica panameña, cuenta con su propia planta de energía, aportando los excedentes al Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Datos de comercio exterior

Panamá se integra en el marco regulatorio del Mercado Eléctrico Regional (MER) de Centroamérica, un mercado mayorista con su propia regulación e instituciones rectoras, en el cual los agentes autorizados de los países centroamericanos realizan transacciones internacionales de energía eléctrica. Estos intercambios regionales de electricidad se impulsan a través del Sistema de Interconexión Eléctrica Centroamericana (SIEPAC) que va desde Guatemala hasta Panamá y que ha sido fuertemente impulsado por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID).

La línea de transmisión SIEPAC tiene 1.799 km, una capacidad de intercambio de 300 MW e integra los sistemas de distribución eléctrica de Panamá, Costa Rica, Honduras, Nicaragua, El Salvador, y Guatemala. De acuerdo con el informe EUCA FPA, la SIEPAC ha logrado integrar las redes locales en un mercado regional más grande, permitiendo un despacho más eficiente de los sistemas de generación de los miembros y brindando más confiabilidad en toda la región. También ha atraído importantes inversiones extranjeras a la región.

Así, la entrada en funcionamiento de la línea SIEPAC en 2014 posibilitó las importaciones/exportaciones de electricidad con Centroamérica. Las tablas siguientes muestran los datos de las importaciones y las exportaciones de los países centroamericanos desde el año 2013 hasta 2020. En esos años, las exportaciones de energía han aumentado de 690 GWh a 2.820 GWh, siendo Panamá el segundo país exportador (14 % del total exportado desde 2013 hasta 2020), solo por detrás de Guatemala (59 %), y por delante de El Salvador (13 %), Costa Rica (12 %) y Nicaragua (1 %). Las importaciones por país siguen una tendencia similar, representando las importaciones a Panamá el 3 % de las importaciones totales.

EXPORTACIONES DE ELECTRICIDAD

En GWh

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL
Guatemala	478,4	986,4	842,6	1.110.2	1.741,1	1.798,9	1.657,1	1.066,0	9.680,7
Honduras	6,1	4,1	2,7	16,2	12,7	8,4	5,9	0,0	56,1
El Salvador	98,9	238,0	82,2	224,0	143,8	209,1	656,7	550,6	2.203,3
Nicaragua	16,2	49,0	21,5	17,9	1,0	0,2	0,2	0,0	106,0
Costa Rica	19,7	69,7	280,1	181,2	230,0	307,5	322,6	623,8	2.034,6
Panamá	**71,2**	**98,5**	**139,4**	**397,9**	**318,2**	**327,2**	**431,5**	**580,3**	**2.364,2**
TOTAL	690,5	1.445,7	1.368,5	1.947,4	2.446,8	2.651,3	3.074,0	2.820,7	16.444,90

Fuente: Elaboración propia a partir de Estadísticas del subsector eléctrico de los países SICA (CEPAL).

IMPORTACIONES DE ELECTRICIDAD

En GWh

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL
Guatemala	0,0	1,4	1,9	5,2	19,2	9,7	9,5	92,1	139,0
Honduras	116,9	320,4	151,7	195,3	331,1	381,3	259,5	292,0	2.048,2
El Salvador	382,1	618,8	981,4	1.212,2	1.729,1	1.968,3	1.948,8	1.193,2	10.033,9
Nicaragua	51,9	22,3	33,5	204,8	326,6	201,1	434,4	1.070,0	2.345,3
Costa Rica	61,5	251,5	172,5	313,4	31,8	65,7	339,8	117,7	1.353,9
Panamá	**75,2**	**189,2**	**17,1**	**30,0**	**6,6**	**14,7**	**96,3**	**97,4**	**526,5**
TOTAL	687,6	1.403,6	1.358,1	1.960,9	2.444,4	2.640,8	3.088,3	2.863,1	16.446,8

Fuente: Elaboración propia a partir de Estadísticas del subsector eléctrico de los países SICA (CEPAL).

Es interesante destacar que los niveles de intercambio con los países centroamericanos dependen en gran medida de los meses y el régimen de lluvias que se tenga para un año en particular. En el caso de Panamá, los datos de exportaciones e importaciones muestran la fuerte dependencia del país de la energía hidroeléctrica, con exportaciones más elevadas en los meses de estación lluviosa (mayo a noviembre) y las importaciones en la estación seca (diciembre a abril).

DATOS DE COMERCIO EXTERIOR DE ELECTRICIDAD EN PANAMÁ

En GWh

	EXPORTACIONES		IMPORTACIONES	
	2021	2022	2021	2022
Enero	21,5	18,9	0,0	66,8
Febrero	32,8	1,1	0,0	46,3
Marzo	43,6	6,0	17,6	62,4
Abril	36,7	29,1	6,1	13,3
Mayo	22,6	35,6	0,0	9,7
Junio	48,8	18,7	0,0	6,4
Julio	51,5	36,6	0,0	0,0
Agosto	45,9	58,1	0,0	0,0

Septiembre	54,4	-	0,0	-
Octubre	78,8	-	0,0	-
Noviembre	43,5	-	0,0	-
Diciembre	39,4	-	0,0	-
TOTAL	519,6	109,6	23,7	204,7

Fuente: Elaboración propia con datos de ASEP.

Pérdidas en la distribución

El saldo entre la energía recibida (de generadores, autogeneradores, cogeneradores e importaciones) y la energía entregada por ETESA son las pérdidas del sistema de transmisión eléctrica.

Dada la lejanía entre los centros de generación y los centros de consumo que se da en Panamá, este indicador es muy relevante en el análisis del SIN. De hecho, en general, las pérdidas del SIN son superiores al promedio anual durante la estación lluviosa (de junio a noviembre) debido a que las principales centrales hidroeléctricas se encuentran en la zona occidental del país, la capital y el eje canalero.

PÉRDIDAS EN LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

En GWh

	Energía recibida	Energía entregada	Pérdidas	% de pérdidas
Enero	845,16	819,59	25,57	2,89
Febrero	826,45	805,34	21,12	2,46
Marzo	946,04	924,29	21,76	2,20
Abril	935,16	901,16	34,00	3,57
Mayo	954,67	909,44	**45,24**	**4,72**
Junio	937,94	895,74	**42,20**	**4,41**
Julio	977,45	938,35	**39,10**	**3,88**
Agosto	987,53	934,77	**52,76**	**5,26**
Septiembre	956,49	903,91	**52,59**	**5,36**
Octubre	1.025,87	974,50	**51,37**	**4,94**
Noviembre	937,04	898,34	**38,70**	**4,06**
Diciembre	1.051,31	1.025,05	26,25	2,47
TOTAL	**11.381,12**	**10.930,48**	**450,66**	**3,87**

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de ETESA y CND.

El comportamiento de dichas pérdidas no es cíclico, ya que el mismo obedece a distintos factores, como mayor o menor energía hidroeléctrica transmitida a mayores distancias, entrada o salida de líneas de transmisión (conductores más eficientes), esquemas de despacho, etc.

Para el año 2021 el total de las pérdidas en distribución es de 1.774,90 GWh, lo cual significa que el 20,55 % de la energía total comprada por las tres distribuidoras, no fue contabilizada por dichas empresas. Este total incluye las pérdidas técnicas y las no técnicas. EDEMET registró pérdidas por 896,50 GWh, que conforman el 21,72 %, ENSA observó pérdidas de 681,71 GWh, es decir, un 19,25 % y EDECHI tuvo pérdidas de 19,68 GWh, que representan el 20,36 %.

4.1.1. Clasificación de la demanda eléctrica

En el caso de la energía eléctrica, los clientes se pueden clasificar tanto de acuerdo con el nivel de tensión y/o potencia, como al tipo de actividad a la que se dedican sus clientes. Por un lado, la demanda de energía eléctrica de Panamá puede dividirse en cinco sectores principales: residencial, comercial, público, industrial y alumbrado público.

VENTAS TOTALES DE ENERGÍA POR TIPO DE CLIENTE
(en GWh)

	2021	2022
Comercial	1.330,27	1.705,39
Residencial	1.911,86	1.672,51
Gobierno	528,23	568,01
Industrial	84,30	89,13
Alumbrado público	79,24	78,64
TOTAL	**3.937,40**	**4.117,95**

Fuente: ASEP.

Según tipo de consumidor, en el primer semestre de 2022, el 40,62 % eran clientes residenciales, 41,41 % comerciales, 13,79 % de Gobierno y menos del 5 % se repartía entre la industria (2,16 %) y otros consumidores (1,90 %).

Por otro lado, podemos encontrar diferentes demandantes según tensión de conexión: el usuario, sujeto a limitaciones, puede acogerse a la alternativa más conveniente según su consumo. El 99 % de los usuarios está conectado en baja tensión y casi el 70 % de los usuarios consume menos de 300 kWh mensuales.

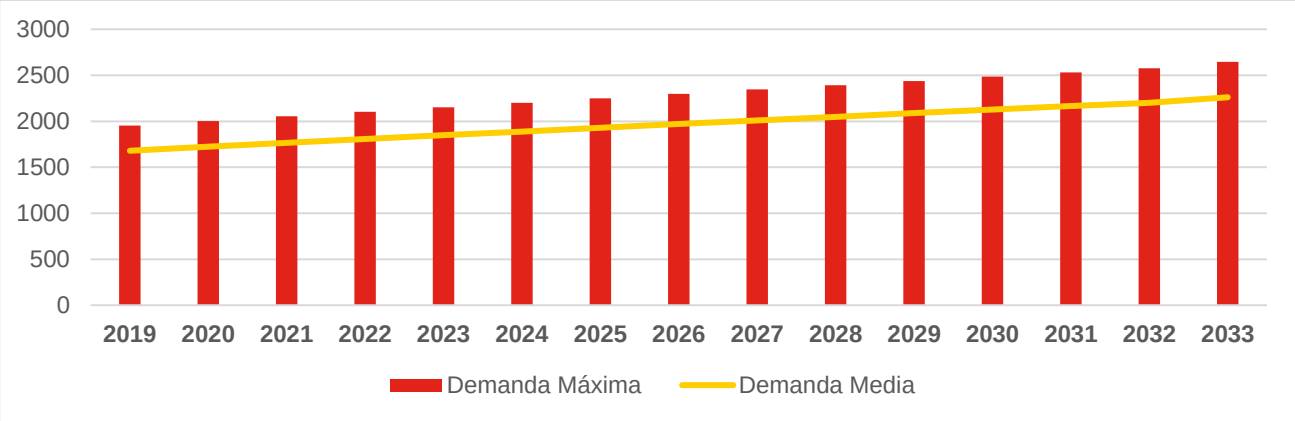
4.1.2. Proyección de la demanda energética

Como se ha mencionado anteriormente, la demanda eléctrica se ha estabilizado desde el año 2019. De acuerdo con los estudios llevados a cabo por ETESA, el crecimiento de la demanda eléctrica en el corto plazo podría presentar tasas de crecimiento del orden de 2,54 % a 4,38 %, según se trate del escenario pesimista, moderado y optimista. Para el caso de largo plazo (2019-2033) se obtuvo que la demanda de energía eléctrica podría variar entre 2,39 % y 4,86 %.

Sin embargo, de acuerdo con los datos de proyección del informe de planificación para el período 2022-2023 de EOR, operador de la red regional SIEPAC, se destaca un incremento de la demanda de casi 25 % en Panamá para 2023, debido principalmente a la adición del consumo de Mina Panamá en sus proyecciones.

PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ETESA (2019-2033)

En MW



Fuente: Plan de Expansión de ETESA.

Se espera que para los próximos años la demanda se continúe incrementando. Algunos de los factores que se han identificado como determinantes para las proyecciones de la demanda eléctrica en el son los siguientes:

- **Demanda del Mercado Eléctrico Regional:** las exportaciones de energía de Panamá han ido incrementándose desde la entrada en funcionamiento de la SIEPAC, pero son muy dependientes del régimen de lluvias. Con la entrada de los proyectos de GNL cuyo costo operativo disminuye sustancialmente el costo marginal, Panamá puede presentar una oferta de energía a precios económicamente competitivos y, además, ofrece una alternativa más estable no dependiente de los eventos climáticos. En caso de que se completen los esfuerzos necesarios, esto puede incentivar los intercambios de energía con Centroamérica, aumentando la demanda eléctrica.

- **Proyecto de interconexión con Colombia**: las interconexiones contribuyen a la reducción de costos de energía, mejorar la confiabilidad del suministro, generar mayores niveles de competencia en los mercados nacionales y atraer la inversión extranjera. La ASEP aprobó una prórroga hasta el 12 de marzo de 2023 para recibir la resolución de aprobación del estudio de impacto ambiental del Ministerio de Ambiente para la línea de interconexión eléctrica entre Panamá y Colombia. Se prevé convocar a la licitación para comenzar a construir la línea a finales de 2023 o inicios de 2024.

- **Consumo eléctrico del sector minero:** según BN Américas, la demanda máxima de generación eléctrica en Panamá podría crecer casi un 60 % en las próximas décadas, impulsada por la actividad minera[8].

Otro aspecto muy relevante de la demanda a futuro será el **concepto de potencia firme**[9]. Actualmente, Panamá cuenta con suficiente capacidad instalada para abastecer la demanda de energía de los consumidores, pero el aumento esperado de la demanda, unido al progresivo cierre de las centrales térmicas que emplean combustibles como el petróleo o el carbón, puede poner en peligro esta situación ante ciertas eventualidades climáticas. De hecho, en Panamá, se atribuye un valor de cero a la potencia firme de las energías renovables no convencionales (solar y eólica) dada la naturaleza intermitente de su producción y la falta de capacidad de almacenamiento. Además, la mayor parte de las plantas hidroeléctricas que hay en el país son de pasada (no tienen embalses por lo que dependen del régimen de lluvias para generar energía).

Se prevé que la capacidad firme de generación aumente con la construcción de la planta a base de gas natural de Generadora Gatún. Esta planta tendría una capacidad de 670 MW y se prevé que estará lista en 2024.

4.2. Demanda de productos y servicios relacionados

Además de analizar la demanda de energía eléctrica, resulta relevante analizar la demanda de productos y servicios relacionados con el sector energético. Los principales demandantes del sector pueden clasificarse en dos grandes grupos: demanda privada y demanda pública.

Dentro de ambos grupos pueden incluirse bienes y servicios muy diversos, desde los equipos y productos, como los servicios necesarios para llevar a cabo proyectos relacionados con el mercado eléctrico (consultoría, ingeniería, construcción y obra civil, operación y mantenimiento, etc.).

4.2.1. Demanda privada

Desde la entrada en vigor de la Ley n.º 6 en 1997, el mercado de generación de energía en Panamá ha crecido de manera estable, mediante capital principalmente privado.

Las empresas promotoras de parques de generación suelen realizar proyectos “llave en mano”, cuya energía se comercializa bien a través del mercado *spot,* bien mediante un PPA firmado con los distribuidores eléctricos o grandes clientes. También se incluyen dentro de este grupo de la demanda proyectos para el autoconsumo o generación distribuida, especialmente relevante en el caso de la energía solar.

[8] Noticia: https://www.bnamericas.com/es/noticias/mineria-ayudara-a-impulsar-demanda-electrica-de-panama

[9] Cantidad real de energía que un generador puede garantizar como disponible bajo condiciones de operación máximas.

La promoción de este tipo de proyectos atraviesa por varias fases que comprenden la realización de estudios previos, obtención de permisos y licencias, negociación de un PPA (en su caso) y conexión a la red eléctrica. Tanto durante dicho proceso previo, como en su construcción y posterior operación y mantenimiento, las empresas promotoras demandan servicios, como servicios de consultoría o EPC de proyectos, cuya demanda depende en gran medida de la evolución de la realización de los proyectos.

En cuanto a la demanda de equipos y productos para llevar a cabo estos proyectos, está fuertemente ligada a la aparición de nuevos proyectos. Este hecho, unido a que Panamá no cuenta con producción local de equipos para la industria energética, hace que los volúmenes de importación de cada producto sean muy inestables.

En la tabla siguiente se recogen los TARIC que se han considerados más adecuados para cada uno de los tipos de tecnología. Sin embargo, no se puede olvidar que otros códigos no analizados también podrían resultar relevantes, por lo que las cifras que se muestran a continuación son a efectos meramente ilustrativos.

Sector	TARIC	Descripción
Hidro	8410.11	Turbinas y ruedas hidráulicas
Eólico	8502.31	Grupos electrógenos de energía eólica
Solar	8541.40	Paneles solares fotovoltaicos

A continuación, se incluyen los resultados de los análisis del origen de las importaciones para cada uno de los productos mencionados anteriormente.

CINCO PRIMEROS PROVEEDORES DE PANAMÁ DE TURBINAS HIDROELÉCTRICAS (TARIC 8410)

En miles de USD

	2017	2018	2019	2020	2021
TOTAL	**5.171**	**628**	**1.419**	**1.218**	**198**
1.º	México 1.670	EE. UU. 735	Austria 730	Brasil 920	**España 82**
2.º	Austria 738	Países Bajos 165	Rep. Checa 335	Austria 156	Perú 39
3.º	EE. UU. 735	Hong Kong 70	**España 180**	**España 62**	China 25
4.º	**España 455**	Italia 47	Perú 127	Canadá 33	Zona Libre 24
5.º	Alemania 441	China 43	Suecia 25	EE. UU. 24	Portugal 22
		España 34 (7.º)			

Fuente: ITC Trademap .

CINCO PRIMEROS PROVEEDORES DE PANAMÁ DE ELECTRÓGENOS EÓLICOS (TARIC 8502.3100)

En miles de USD

	2017	2018	2019	2020	2021
TOTAL	**116**	**9**	**73**	**18**	**112**
1.º	**España 84**		**España 60**	China 17	Nicaragua 52
2.º	Perú 13		Argentina 8	Nicaragua 1	Dinamarca 35
3.º	China 9		Costa Rica 4		China 24
4.º	Zona Libre 8		China 1		EE. UU 2
5.º	EE. UU. 2		-		

Fuente: ITC Trademap.

CINCO PRIMEROS PROVEEDORES DE PANAMÁ DE PANELES SOLARES FOTOVOLTAICOS (TARIC 8541.4000)

En miles de USD

	2018	2019	2020	2021
TOTAL	**33.433**	**74.665**	**29.492**	**29.628**
1.º	China 27.275	China 69.667	China 25.540	China 22.650
2.º	Zona Libre 2.270	Zona Libre 1.927	Zona Libre 870	Zona Libre 2.834
3.º	Hong Kong 1.361	Hong Kong 643	EE. UU. 711	Italia 1.501
4.º	EE. UU. 851	EE. UU. 569	Australia 375	EE. UU. 839
5.º	México **335**	Canadá 514	Alemania 218	Alemania 456
Con origen España	**18 (16.º)**	**26 (17.º)**	**218 (6.º)**	**121 (10.º)**

Fuente: ITC Trademap.

4.2.2. Demanda pública

Por otro lado, es necesario mencionar la demanda pública. El acceso a esta rama de la demanda se realiza a través de licitaciones públicas, que pueden ser nacionales o internacionales, y contar con financiación pública o multilateral. Para encontrar oportunidades de negocio en este ámbito conviene revisar el portal de compras públicas PanamaCompra a través del cual deben llevarse a cabo las contrataciones.

Dado que la generación eléctrica es de iniciativa principalmente privada, la rama pública de la demanda está especialmente relacionada con la realización de proyectos de modernización, mantenimiento y expansión de la red de transmisión eléctrica nacional. Por tanto, la principal entidad pública contratante del sector es ETESA.

Para ofrecer información sobre los proyectos públicos del sector eléctrico llevados a cabo en Panamá, se ha llevado a cabo una recopilación, a través del portal de PanamaCompra, de las licitaciones adjudicadas por ETESA entre 2016 y 2022. En el análisis histórico de licitaciones, se ha establecido una diferenciación entre aquellas relacionadas directamente con el sector eléctrico y

aquellas que adjudican licitaciones de servicios generales, tales como servicios de limpieza, seguridad y vigilancia, contratación de pólizas de seguros, entre otros.

Desde el año 2016, ETESA ha adjudicado 19 licitaciones relevantes por un importe total de 181.682.363,68 USD[10]. Como recoge la tabla siguiente, las licitaciones relacionadas directamente con servicios eléctricos, ya sea de construcción, de ingeniería, consultoría o suministro de materiales; representan un importe de 157.309.593,81 USD.

LICITACIONES ADJUDICADAS POR ETESA

En USD

Año	Construcción, suministro de materiales, ingeniería o consultoría eléctrica		Otros servicios generales (limpieza, seguridad, auditoría financiera, seguros…)	
	N.º de Licitaciones	Importe	N.º de Licitaciones	Importe
2016	2	2.236.640,43 USD	2	8.313.721,91 USD
2017	2	8.508.516,04 USD	-	-
2018	-	-	-	-
2019	2	9.572.533,35 USD	-	-
2020	4	97.484.242,13 USD	1	4.878.772,56 USD
2021	-	-	4	11.180.275,40 USD
2022	3	39.507.661,86 USD	-	-
TOTAL	**13**	**157.309.593,81 USD**	**7**	**24.372.769,87 USD**

Fuente: Elaboración propia a partir de datos obtenidos de PanamaCompra y PanamaCompra en cifras.

En el año 2020, ETESA adjudicó proyectos eléctricos por un valor de 97.484.242,13 USD. Esto se debe a la adjudicación, en noviembre de 2020, del proyecto de la línea de transmisión eléctrica Sabanitas-Panamá III a la empresa española Elecnor por valor de 88,65 MUSD.

[10] Valor actualizado a 25/07.

5. Precios

Los precios de la electricidad en Panamá son el resultado de la acción reguladora de la ASEP y de la competencia entre los agentes generadores en las licitaciones. Así, en la tarifa eléctrica de la distribuidora se incluyen los costes asociados a la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica:

- **Generación**: es el único coste que no está regulado y, como se verá en el apartado siguiente, se determina en el Mercado Mayorista de Electricidad, bien a través de licitaciones a corto y largo plazo, bien en el mercado ocasional.

- **Transmisión y distribución**: estos costes están regulados por la ASEP 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. Actualmente estos valores son del orden de 5,7 % o 1,02 centavos/kWh para Transmisión y 30,5 % o 5,48 centavos/kWh para Distribución.

La estructura tarifaria en Panamá varía tanto por niveles de consumo como de voltaje, pudiendo el cliente acogerse a la alternativa más conveniente, de acuerdo con su patrón de consumo. La ASEP publica los detalles de las tarifas cada seis meses. Los valores vigentes del 1 de julio al 31 de diciembre de 2022 pueden verse en el Anexo 11.4.

Para abaratar los costos de la energía en el país, el Estado aporta subsidios. Para el primer semestre del año 2022, el aporte estatal se estimó en 41 MUSD para el Fondo de Estabilización Tarifaria (FET) y el Fondo Tarifario de Occidente (FTO).

5.1. Mercado Mayorista de Electricidad (MME)

Los precios de la electricidad se determinan en el Mercado Mayorista de Electricidad (MME). En el MME realizan las compraventas de energía y/o potencia, por un lado, los agentes productores (generadores, autogeneradores, cogeneradores e interconexiones internacionales) y, por otro lado, los agentes consumidores (distribuidores, grandes clientes y exportaciones de energía).

Este mercado está compuesto, a su vez, de dos mercados que actúan con diferentes características: el Mercado de Contratos y el Mercado Ocasional.

5.1.1. Mercado de contratos

Se denomina mercado de contratos al conjunto de las transacciones a corto y largo plazo, de energía y/o potencia, pactadas entre los agentes del mercado, en las cuales se acuerdan los términos y precios de la potencia y la entrega de energía. Este mercado de contratos asegura que el sistema disponga de suficiente capacidad de generación, además permite estabilizar los precios y asegurar el flujo de ingresos al generador.

Los distribuidores están obligados a contratar, mediante acto público, la cobertura del 100 % de la demanda de sus clientes regulados para los siguientes cuatro años. La competencia recae sobre ETESA, quien elabora los pliegos de cada licitación, conforme a los criterios de ASEP y su previa aprobación. De esta forma, ETESA convoca actos públicos de compra de energía, potencia o ambos, en nombre de las empresas de distribución (Ensa, Edemchi y Edemet). Todas las empresas de generación cuya energía o potencia no se encuentre previamente comprometida, tienen la obligación de participar en dichos actos de concurrencia, bajo pena de sanción económica.

Según las Reglas de Compra de ASEP, los contratos pueden ser de dos tipos, según sus características:

- **Contratos a corto plazo:** plazo de anticipación a la fecha de suministro mínimo de 21 días y máximo de 21 meses. La duración máxima de este tipo de contratos será de d5 años a partir de la fecha de suministro establecida en el contrato.

- **Contratos a largo plazo:** plazo de anticipación a la fecha de suministro mínimo de 24 meses y máximo de 72 meses. La duración máxima de los contratos de largo plazo será de 15 años, a partir de la fecha de inicio del suministro fijada en el contrato, sin que este plazo pueda ser prorrogado.

Igualmente, los actos de concurrencia en el que se adjudican estos contratos pueden ser, a su vez, de dos tipos:

- **Generales:** se trata de subastas estándar en las que todos los generadores compiten entre sí; de hecho, todos los agentes del MME (excepto los autogeneradores) tienen la obligación de participar en ellas. Según el artículo 155 de la Ley n.º 6, ETESA debe “dar una preferencia de cinco por ciento (5 %) en el precio evaluado a las fuentes nuevas y renovables de energía”.

  En 2021, se adjudicó la última licitación LPI n.º ETESA 01-21 para la Contratación del Suministro de Potencia y de Energía a Corto Plazo. En ella, el precio de la oferta virtual fue de 13,93 USD/kW-mes (potencia) y 0,07031 USD/kWh (energía).

  No obstante, en noviembre de 2022, ETESA publicó el Pliego de Cargos para su próxima convocatoria para la Contratación de Suministro de Potencia y de Energía a Corto Plazo. El

plazo de recepción de ofertas termina el 15 de diciembre de 2022. La licitación se compone de dos renglones:

- **Renglón n.º1 de Energía**: Exclusivo para centrales de generación renovables (hidroeléctricas, minihidroeléctricas, sistemas de pequeñas centrales hidroeléctricas, sistemas de centrales solares y eólicas) existentes, que puedan cubrir el suministro en el periodo comprendido del 1 de marzo de 2023 hasta el 28 de febrero de 2026. La energía solicitada se expresa en el cuadro siguiente:

	En	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ag	Sept	Oct	Nov	Dic
2023	-	-	254	267	314	269	137	179	275	252	271	280
2024	191	186	246	285	355	368	318	356	314	64	92	71
2025	0	0	6	44	76	56	18	43	25	0	21	0
2026	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

- **Renglón n.º 2 de Potencia Firme**: Exclusivo para centrales de generación térmica existentes, que puedan cubrir el suministro en el periodo comprendido del 1 de marzo de 2023 hasta el 28 de febrero de 2026.

	En	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ag	Sept	Oct	Nov	Dic
2023	-	-	5	262	283	259	239	295	495	475	471	483
2024	461	473	557	543	565	596	543	601	569	185	220	209
2025	78	88	128	150	171	155	120	147	128	97	131	121
2026	90	102	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

- **Específicos por tipo de fuente:** la regulación panameña permite la realización de subastas o licitaciones públicas mediante un “pliego de cargos especiales”. Esta modalidad permite diseñar licitaciones por tipo de tecnología como es el caso de la eólica o la fotovoltaica, o incluso un *mix* de tecnologías, según las directrices de política energética establecidas por la SEN.

  Desde 2011 hasta 2015, se han realizado dos subastas eólicas, una fotovoltaica, tres hidráulicas y siete termoeléctricas. Desde el año 2015 hasta la actualidad, no se ha licitado ninguna subasta de tecnología específica.

Año	Subasta	Tecnología
2011	05-11	Eólica
2012	05-12	Termoeléctrica
2012	06-12	Generación a base de carbón
2013	01-13	Generación a base de GN

2013	07-12	Hidroeléctrica de pasada
2013	02-13	Hidroeléctrica de pasada
2013	03-13	Eólica
2013	08-13	Generación termoeléctrica
2014	03-14	Fotovoltaica
2014	01-14	Hidroeléctrica de embalse
2014	04-14	Termoeléctrica
2015	01-15	Termoeléctrica
2015	02-15	Termoeléctrica

A continuación, se muestra una tabla resumen de los contratos vigentes en el año 2022 para cada tipo de tecnología de generación, así como el precio promedio, tanto para la compraventa de potencia como de energía.

	Cantidad de contratos		Precio promedio	
	Potencia	Energía	Potencia	Energía
Hidroeléctrica	65	123	12,84	0,07827
Térmica	33	3	8,62	0,10664
Gas	0	0	38,83	0,02680
Eólica	0	27	-	-
Solar	0	4	-	0,07500

Fuente: Centro Nacional de Despacho.

Actualmente no se prevén nuevas licitaciones públicas orientadas exclusivamente a ERNC (como los 650 MW contratados en la LPI n.º 03-14 con PPA a 20 años). Sin embargo, proyectos operativos como Divisa Solar (y otros en fase de desarrollo) han demostrado que la energía solar en Panamá también es competitiva sin contratos PPA.

5.1.2. Mercado ocasional o mercado *spot*

Generalmente, los contratos a largo plazo no cubren la totalidad de la demanda, por lo que es necesario comprar el faltante en el mercado *spot*. Lo contrario ocurre para las generadoras que producen energía por encima de la demanda de sus contratos y deben vender dicho excedente en el mercado *spot*.

Por tanto, este mercado sirve para compensar la diferencia entre lo dispuesto en los contratos y la generación real de cada planta, creando un mercado a corto plazo en el que se comercializan los excedentes y defectos de energía. En este mercado pueden operar todos los agentes: cogeneradores, autogeneradores y generadores, independientemente de la tecnología empleada.

En cuanto a la metodología de fijación del precio "spot" de la energía, el mercado panameño emplea el sistema del Costo Marginal, es decir, el coste de producción de la central más cara despachada en ese periodo. Así, el Centro Nacional de Despacho (CND) otorga el precio *spot* a cada central en función de su costo variable, mediante una fórmula técnica preestablecida, y va llamando a las generadoras por orden de costo, empezando por el más bajo. En teoría, esto sería lo más cercano al precio de mercado, ya que depende de los costos variables de cada generadora, es decir, el costo neto de producción. Aquellos autogeneradores y cogeneradores cuyos excedentes no superen 5 MW pueden solicitar de la CND que les apliquen como CVD el precio que ofertan.

Es decir, una central cuyos costos variables sean más altos que el mercado *spot* o bien que no pueda iniciar el despacho cuando es llamada a arrancar por el CND, puede comprar energía en el mercado ocasional y cumplir con la cuota del contrato, y con mayores márgenes de ganancia.

En el mercado *spot*, las centrales de energía hidroeléctrica de pasada, las solares y las eólicas se despachan primero con costo variable cero (dado su valor de cero a la potencia firme); mientras que 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.

PRECIO PROMEDIO DE ENERGÍA COMPRADA EN EL MERCADO SPOT 2022
(USD/MWH)

	EDEMET	ENSA	EDECHI
Enero	155,29	164,63	154,41
Febrero	193,42	159,92	183,41
Marzo	186,94	142,15	185,76
Abril	122,74	131,68	123,93
Mayo	86,54	95,43	86,50
Junio	72,84	38,30	71,91

Fuente: Centro Nacional de Despacho.

Por tanto, 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 para compensar. 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.

Además, la implementación de las energías renovables ha impactado en el mercado nacional panameño, no sólo a través de la diversificación de la matriz energética, sino también reduciendo los costos de la energía en el mercado *spot*. De hecho, a partir del año 2014, la caída de los precios de los combustibles y el aumento de la capacidad renovable instalada en el país han provocado un descenso de los costes de generación eléctrica en el mercado panameño.

6. Percepción del producto español

Las características de las empresas españolas presentes en el mercado energético panameño son muy diversas, tanto en tamaño, como en los productos y/o servicios que ofrecen. De hecho, encontramos presencia de empresas españolas en diferentes segmentos del mercado eléctrico, tanto en generación, como en transmisión y en distribución. Además, en el sector de la generación eléctrica encontramos tanto promotoras de centrales, como EPC de proyectos, constructoras de líneas de transmisión y/o subestaciones eléctricas, ingeniería eléctrica, etc.

En primer lugar, la mayor actividad de una empresa española en Panamá se encuentra en el negocio de la distribución eléctrica con **Naturgy Panamá**, a través de sus filiales Edemet y Edechi, ambas de accionariado compartido con el Gobierno de Panamá. Además, Naturgy opera también en la actividad de generación, gestionando cuatro centrales hidroeléctricas.

Por otro lado, y como se ha mencionado anteriormente, la transmisión eléctrica está a cargo únicamente de la empresa pública ETESA. Sin embargo, las empresas españolas han resultado adjudicatarias de varios proyectos en los últimos años, a través de las licitaciones públicas publicadas por ETESA para la expansión y modernización de la red eléctrica. Al ser Panamá un mercado con precios altos generalizados, se fomenta la competitividad de las empresas españolas en el país (incluyendo aquellas ingenierías, consultoras y/o constructoras del mercado eléctrico panameño). Así, la calidad y la competitividad de precio de los servicios de las empresas españolas han logrado que algunas logren un posicionamiento cómodo en el sector eléctrico panameño.

ADJDUDICACIONES DE ETESA A EMPRESAS ESPAÑOLAS EN LOS ÚLTIMOS AÑOS

N.º de referencia	Descripción	Año	Importe	Adjudicatario
2020-2-78-0-01-LV-011955	Suministro, Montaje, Comisionado, Puesta en Servicio y Obras Civiles para el Autotransformador T2 en la Subestación Changuinola.	2020	3,9 MUSD	Cobra Instalaciones y Servicios S.A.
2020-2-78-0-08-LV-011952	Suministro, montaje, obras civiles y puesta en operación para la construcción de la nueva línea subterránea Panamá - Cáceres, 115 KV y ampliación de las subestaciones asociadas	2020	4,6 MUSD	Elecnor S.A.
2016-2-78-0-04-LP-007414	Adición a subestaciones de 230 KV en Progreso y Mata de Nance y reemplazo de interruptores de 230 KV	2017	4,6 MUSD	Cobra Instalaciones y Servicios S.A.

2016-2-78-0-99-LP-007068	Suministro de equipos principales para proyecto de reactores de 230 KV en las subestaciones de Guasquitas y Changuinola	2017	3,4 MUSD	Cobra Instalaciones y Servicios S.A.
2019-2-78-0-03-LP-011271	Suministro, montaje, obras civiles y puesta en operación para la construcción de la línea de transmisión de 230 KV Sabanitas - Panamá III y subestaciones asociadas	2020	88,6 MUSD	Elecnor S.A.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de PanamaCompra y Panamá Compra en cifras.

Como puede observarse en la tabla, las empresas españolas presentes en el sector público eléctrico, son **Elecnor** y **Grupo Cobra**. Ambas han obtenido en los últimos cinco años adjudicaciones de proyectos por valor de 105,1 MUSD, de los 157 MUSD adjudicados por ETESA, en proyectos de construcción, suministro de materiales, ingeniería o consultoría eléctrica en ese periodo.

Finalmente, las empresas españolas vienen desempeñando un papel relevante en Panamá en el sector de la generación eléctrica, tanto como promotores, como prestadores de servicios EPC de proyectos de energías renovables o prestando servicios de ingeniería y/o consultoría para los estudios previos. Sin embargo, la situación actual de incertidumbre ha reducido sustancialmente su presencia en el país en los últimos dos años.

Algunos ejemplos de proyectos del sector de la energía renovable que han sido llevados a cabo por empresas españolas en la última década:

- **Parque Eólico Penonomé,** la inversión fue llevada a cabo por Unión Eólica Panameña, filial de Unión Eólica Española, y fue el primer proyecto eólico llevado a cabo en Panamá y el más grande de Centroamérica. Actualmente, el parque eólico es propiedad de AES Corporation.

- **Parque Eólico Toabré:** proyecto de 150 millones de dólares de inversión total promovido por Parque Eólico Toabré, S.A. La empresa es propiedad en un 30 % de Audax Renovables (grupo español) y en un 70 % de la empresa local Recursos Eólicos S.A. (quien adquirió el negocio de energía eólica de la antigua empresa Fersa Panamá, subsidiaria de una empresa española), dedicada al desarrollo de proyectos de energías renovables. Más allá de contar con una empresa española como promotora del proyecto, fue el primer parque eólico construido por la empresa española Elecnor en Panamá.

- **Planta Avanzalia Solar**: la promotora multinacional española de parques solares fotovoltaicos llave en mano conectados Avanzalia Solar puso en marcha, en enero de 2022, el mayor proyecto de generación de energía solar fotovoltaica de Centroamérica a través de su filial Avanzalia Panamá.

Además, otras empresas españolas no promotoras que han participado en proyectos energéticos en el país son las siguientes:

- **Elecnor**: además de ser la empresa encargada de la construcción EPC del Parque Eólico Toabré, llevó a cabo el diseño, construcción, equipamiento e interconexión (EPC) de cuatro plantas fotovoltaicas con capacidad total instalada de 40 MW (plantas Pesé, Mayorca, Cedro y Caoba). También ha participado en proyectos relacionados con la expansión y modernización del sistema de transmisión para ETESA como, por ejemplo, la ampliación de la capacidad de transporte de la línea Mata de Nance-Veladero y Guasquitas-Veladero (24 MUSD).

- **TSK Panamá**: ha realizado la ingeniería para varias líneas de alta tensión y subestaciones eléctricas, algunas para plantas de generación fotovoltaica. También realizó estudios de viabilidad y pruebas de aprobación de plantas de generación renovable en Panamá.

- **Grupo SEMI**: empresa encargada de la construcción llave en mano, incluidos los servicios de operación y mantenimiento, de tres plantas fotovoltaicas con una potencia total de 32,8 MW.

- **Grupo Ecoener**: cuenta con una licencia definitiva para la construcción del parque fotovoltaico Ecoener San Juan, que tendrá una capacidad instalada de 5 MW. El proyecto iniciará las obras este mismo año. Actualmente, cuenta con dos licencias provisionales para la construcción de parques eólicos en el país.

- **Izharia Panamá**: ha llevado a cabo la ingeniería para proyectos de líneas de alta tensión y de subestaciones eléctricas, para clientes como Naturgy, Grupo Cobra, Elecnor o TSK Panamá.

- **Grupo Cobra**: realizó la construcción de las obras civiles y eléctricas del Parque Eólico Penonomé para la promotora Unión Eólica Panameña. Además, ha participado en la construcción de varias centrales hidroeléctricas y de la planta fotovoltaica Ikakos (junto a la empresa local GranSolar).

7. Acceso al mercado – Barreras

7.1. Limitación para la contratación de personal extranjero

Los extranjeros que deseen trabajar en Panamá requieren de un permiso de trabajo expedido por el Ministerio de Trabajo y Desarrollo Laboral y tener regularizada su situación migratoria. Los permisos de trabajo se expiden por un año y pueden ser renovados.

Además, la normativa laboral no permite a las empresas la contratación de más de un 10 % de personal extranjero, salvo en el caso de especialistas o técnicos (en cuyo caso el porcentaje se eleva a un 15 % con la condición de que las empresas los reemplacen con trabajadores nacionales en un término de cinco años). Sin embargo, a efectos laborales, los extranjeros casados con nacionales o que tengan más de diez años de residencia en el país se consideran nacionales.

Sin embargo, el establecimiento de la empresa en ciertas zonas económicas especiales otorga una serie de incentivos entre los que se encuentra la facilitación de contratación de personal y la posibilidad de rebasar los límites establecidos. Entre estas se encuentran el Área de Panamá Pacífico y algunas Zonas Francas. También en el caso de empresas catalogadas como Sedes de Empresas Multinacionales de acuerdo con la Ley n.º 41 de 2007 (reformada por la Ley n.º 45 de agosto 2012, la Ley n.º 57 de octubre 2018 y la Resolución 15 de diciembre de 2018).

7.2. Falta de capacitación en el sector

Pese a que las universidades panameñas ofrecen una amplia gama de cursos de ingeniería y técnicos para preparar a los estudiantes para el trabajo en el sector energético, todavía se requiere que los planes de estudio tengan un mayor énfasis en aportar a los estudiantes los conocimientos técnicos, económicos e institucionales sobre las energías renovables, especialmente relacionados con la creciente participación de las ERV en los sistemas energéticos.

Asimismo, de acuerdo con la Evaluación del estado de preparación de las energías renovables en Panamá elaborado por IRENA, 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.

Sin embargo, el informe también menciona que, para hacer frente a este problema, las universidades han comenzado a adaptar sus programas para adecuarse a la demanda creciente de profesionales en energías renovables (por ejemplo, un 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).

7.3. Impuestos

El Impuesto a la Transferencia de Bienes Muebles y Servicios (ITBMS) es el impuesto con funcionamiento más similar al Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA) en España. Este impuesto se aplica a todas las transacciones que implican la transmisión o transferencia de productos o mercancías y servicios y se cobra en el momento de realizar ventas de bienes de consumo y servicios.

Los incentivos para el desarrollo de energías renovables aplican una exención total en el ITBMS para los equipos, máquinas, materiales, repuestos y demás elementos necesarios para la construcción, operación y mantenimiento de las centrales y/o instalaciones solares, eólicas o hidráulicas.

Sin embargo, los paneles solares importados todavía se ven gravados por el 5 % del Impuesto Selectivo al Consumo (ISC). Esta situación encarece la inversión inicial y dificulta el desarrollo de nuevos proyectos de generación solar distribuida en el país, especialmente dado que el resto de los incentivos (como la depreciación acelerada) impactan favorablemente únicamente si la instalación la realiza una empresa.

7.4. Reducido tamaño del mercado

El estancamiento de la demanda, unido al reducido tamaño del mercado eléctrico panameño, puede limitar las oportunidades de inversión. Además, los proyectos de generación de energía eléctrica comprometen grandes sumas de capital y están expuestos a altos niveles de riesgo.

En ocasiones, la rentabilidad de un proyecto energético depende de la posibilidad de alcanzar economías de escala, una condición que no siempre es sencilla en este mercado.

7.5. Difícil acceso a financiación

Una de las principales barreras que afrontan los proyectos de generación distribuida, especialmente la solar, es la dificultad de acceder a fuentes de financiación adecuadas y adaptadas a las necesidades del proyecto. De acuerdo con el informe SOLE, la experiencia de la banca panameña en financiación de proyectos de energía solar se concentra en aquellos de mayor tamaño (de 1 MWp o mayores) llevados a cabo por empresas de generación eléctrica.

Es necesario que el sistema bancario panameño adapte sus productos a las necesidades de otro tipo de clientes (como personas naturales, pymes, comercios e industrias): estos proyectos de generación renovable a pequeña y mediana escala siguen dependiendo de productos tradicionales para la obtención de financiación. La inversión requerida por este tipo de proyectos requiere un gran desembolso inicial, que hace que una gran cantidad de usuarios no logren acceder a su instalación debido a falta de liquidez.

7.6. Falta de licitaciones a largo plazo

El primer problema al que se enfrenta actualmente el mercado energético latinoamericano es la falta de licitaciones de energía a largo plazo. Esta falta de oportunidades en el sector público, generalizada en toda la región centroamericana, ha convertido el mercado eléctrico en un mercado a corto plazo, algo que dificulta la participación de actores que requieren grandes inversiones en el mercado (es decir, las empresas promotoras de proyectos de generación energética).

Otra opción para suplir esta falta de licencias a largo plazo es la promoción de contratos PPA con grandes clientes con una tarifa prefijada. Este tipo de acuerdos también permiten a las empresas que lleven a cabo proyectos de generación eléctrica contar con una garantía de ingresos a largo plazo.

Sin embargo, en Panamá, la compra directa a los generadores de energía es todavía un mercado incipiente que, aunque ha experimentado un fuerte crecimiento desde 2018, presenta todavía un gran potencial de desarrollo. Además, actualmente sólo se negocian este tipo de contratos con grandes clientes de potencia superior a 100 KW, existiendo oportunidades sin explorar en el mercado de potencia superior a 50 KW.

7.7. Desafíos económicos para las energías renovables no convencionales

Además, las empresas generadoras de energías renovables no convencionales (solar y eólica) enfrentan desafíos económicos derivados 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 estas nuevas tecnologías.

El sistema empleado para la venta de energía en el mercado *spot* panameño se basa en la retribución de la firmeza. Como se ha explicado anteriormente, en Panamá se atribuye un valor de cero a la potencia firme de la energía solar, eólica e hidroeléctrica de pasada dada la naturaleza intermitente de su producción. Este hecho supone una bajada de los precios *spot* (retribución que reciben las generadoras que venden su energía en este mercado) lo cual puede dar como resultado un flujo de ingresos artificialmente reducido, especialmente para las generadoras de energía solar y eólica.

Así, la incertidumbre de precios del mercado *spot*, unida a la asignación de potencia firme igual a cero en el país, puede hacer que el papel de los PPA en las nuevas decisiones de inversión sea más relevante. No obstante, otra barrera que se encuentra en el sector es que, de acuerdo con la Evaluación de Preparación Renovable de Panamá publicada por IRENA, las condiciones del marco regulatorio actual, y específicamente los PPA, están diseñados para tecnologías despachables como carbón, gas, petróleo e hidroelectricidad, y no incentivan nuevos proyectos eólicos y solares fotovoltaicos.

7.8. Estrictos requisitos para integrar el sistema eléctrico regional

El Tratado Marco pretende promover el crecimiento gradual de un mercado regional competitivo. Sin embargo, actualmente existe una falta de armonización entre reglas y metodologías, como los códigos de la red, que son relevantes para un funcionamiento eficiente. Además de las brechas institucionales, el enfoque actual del Mercado Eléctrico Regional (MER) permite unas transacciones a corto plazo limitadas (a 300 MW) entre países.

Para lograr un MER realmente efectivo, 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.

Además, pese a que uno de los objetivos del MER es lograr la expansión de la generación de las energías renovables en la región, la variabilidad de la generación a través de estas tecnologías hace difícil el cumplir los requisitos técnicos exigidos a una planta para su inclusión en el Sistema Eléctrico Regional (debe controlarse la frecuencia, el voltaje, monitorizar la demanda y controlar los intercambios, etc.).

7.9. Procedimientos licitatorios complejos

Las personas naturales o jurídicas extranjeras que celebren contratos con el Estado deberán dejar constancia en el contrato de la renuncia a reclamación diplomática, salvo el caso de denegación de justicia. No obstante, la inclusión de este tipo de cláusulas de renuncia a la reclamación por vía diplomática es discutida por contravenir el Acuerdo de Asociación de la Unión Europea y Panamá, así como el APPRI de Panamá y España.

7.10. Dificultades en el sistema de transmisión

Otra de las principales barreras radica en la necesidad de transportar la energía desde donde se produce hasta donde se utiliza. La lejanía desde los puntos con mayor potencial de generación eléctrica y los principales núcleos de demanda, como Ciudad de Panamá, dificulta el desarrollo de

nuevos proyectos. En este sentido, y como se ha visto, el potencial eólico y solar que presenta el país se encuentra en las zonas más occidentales.

Además, las tres líneas de transmisión actuales se encuentran saturadas. Actualmente, se está planificando el Proyecto de la IV Línea de Transmisión Eléctrica que se espera que se realice pronto, pero por el momento no se ha publicado la licitación para su construcción.

Por otro lado, de acuerdo con un informe del BCIE, los países centroamericanos desaprovechan la línea de transmisión eléctrica que los conecta, pues la deficiente infraestructura local impide intercambiar energía al máximo nivel. Así, las limitaciones de transmisión en varios tramos de la red de distribución reducen drásticamente las posibilidades de transacciones con/de los países del sur, como Costa Rica o Panamá con el resto de los países del Mercado Eléctrico Regional. Este hecho, unido a las crisis de suministro eléctrico sufridas por al menos tres países del MER en los últimos años, han resultado en la urgencia de la construcción del segundo circuito SIEPAC y el reforzamiento de las líneas de transmisión en Honduras, Nicaragua y Panamá.

7.11. Barreras para el desarrollo de nuevos proyectos de generación distribuida

A pesar de su elevado potencial, para fomentar el desarrollo de nuevos proyectos de generación solar distribuida es necesario reducir las barreras burocráticas que dificultan el desarrollo de nuevos proyectos. A modo de ejemplo, las nuevas propuestas de desarrollo de proyectos de generación fotovoltaicos, deben ser analizadas y aprobadas por las municipalidades o los bomberos, que en ocasiones crean cuellos de botella burocráticos que retrasan los proyectos 4 o 5 meses.

Para poner solución a este tipo de problemas, la Secretaría Nacional de Energía junto con la Autoridad Nacional para la Innovación Gubernamental están trabajando en la realización de una plataforma de trámites *online* que sirva de ventanilla única para la generación distribuida, principalmente energía solar a pequeña escala, en Panamá[11].

Además, en el caso de la energía solar distribuida, a pesar de que el coste de adquisición de paneles y baterías solares se ha reducido drásticamente a nivel mundial, todavía limita el crecimiento generalizado de este tipo de energía en Panamá por ser aún inalcanzable para la mayoría de la población panameña. El costo de un panel solar en Panamá, con una capacidad aproximada de 500 kW tiene un costo aproximado de 5.000 USD, sin tener en cuenta el precio de instalación, adquisición de batería, y trámites burocráticos necesarios. Según datos recopilados por el BID, el ingreso mensual promedio de los hogares en la Provincia de Panamá alcanzaba en el 2015 aproximadamente los 2.000 USD.

[11] Noticia: https://camarasolarpanama.org/panama-evalua-cambios-en-los-tramites-para-instalaciones-de-energia-solar-de-menor-escala/

8. Perspectivas del sector

8.1. Diversificación de la matriz eléctrica

Aunque por el momento la demanda energética del país se encuentra cubierta, el Gobierno se ha comprometido a realizar una transición para que las plantas de generación actuales sean sustituidas por plantas de generación renovable. Por ello, las energías renovables han sido muy tenidas en cuenta por el Gobierno panameño dentro de sus planes nacionales de energía y planes de expansión.

Por otro lado, los continuos avances en las tecnologías de generación y almacenamiento, que contribuyen a disminuir sus costes y aumentar su eficiencia, hacen que este tipo de energías se puedan utilizar cada vez más. En septiembre de 2022, Panamá alcanzó un récord de energía eléctrica generada con fuentes renovables: el 97 % de la generación total fue energía renovable. Esta provino en un 91,09 % de fuentes hidráulicas, el 5,82 % se generó de manera fotovoltaica y eólica, mientras que sólo 3 % correspondió a otras fuentes, según indicadores de la ASEP.

No obstante, las energías renovables dependen de los ciclos naturales (noche-día y de la climatología local), y, por consiguiente, su disponibilidad es muy variable e intermitente. Para lograr la transición energética, es necesario disponer de plantas de respaldo para asegurar la continuidad del servicio. Así, el Gobierno panameño también está incentivando el uso del **gas natural** como energía de transición, sustituyendo el carbón y el petróleo por una fuente menos contaminante, hasta que las energías renovables no convencionales puedan ser suficientemente competitivas para que su uso sea masivo.

Además, la entrada de los proyectos de GNL facilitará que Panamá presente una oferta de energía a precios económicamente competitivos, incentivando así los intercambios de energía con Centroamérica, aprovechando de esta manera el proyecto de interconexión SIEPAC cuya capacidad de intercambio es de 300 MW, una vez se completen los refuerzos necesarios. Se presentan exportaciones promedias superiores a los 790 GWh e importaciones de 538 GWh anuales en el periodo comprendido del 2023 al 2033.

8.2. *Hub* regional de gas natural

Su estratégica ubicación geográfica y su adecuada infraestructura posicionan a Panamá como *hub* regional a nivel logístico. Esto, unido a la importante inversión extranjera realizada en los años recientes en el sector de generación de energía a base de Gas Natural Licuado, así como a la capacidad existente en las **Zonas Libres de Combustible** para el almacenamiento, reexportación

y distribución de hidrocarburos, garantizan que, con la formulación de una adecuada política, Panamá pueda consolidar su posición como *hub* energético regional y emular otros importantes centros como Houston en Estados Unidos, Perth en Australia, Dubai en Emiratos Árabes Unidos y Singapur, en lo que al tema energético se refiere[12].

8.3. Panamá como *hub* transformacional de hidrógeno verde

Panamá busca convertirse en un *hub* regional de energías verdes, con especial énfasis en convertirse en la principal ruta Global del Hidrógeno Verde. El objetivo del Gobierno es desarrollar un *hub* regional de almacenamiento y transformación de hidrógeno verde, ofreciendo infraestructura de transformación a gran escala capaz de recibir hidrógeno verde líquido y convertirlo en portadores de hidrógeno verde como E-Amoníaco, E-Queroseno y E-Metanol. Estos podrán ser empleados para alimentar al sector marítimo y a la aviación, para el sector agroalimentario o exportarse a otros países.

El impulso de proyectos concretos para cumplir este objetivo se llevará a cabo en la próxima fase de implementación de la **Hoja de Ruta**. No obstante, a lo largo del segundo semestre del año 2022 ya estaban planificadas actividades tales como el inicio de los estudios de prefactibilidad para el desarrollo de proyectos de gran escala y generación distribuida en lugares aledaños a los principales puertos del país, junto a otras iniciativas que involucran alianzas público-privadas, proyectos piloto de almacenamiento y movilidad, centros de investigación y más.

A este respecto, Jorge Rivera Staff, secretario Nacional de Energía de Panamá, comentó que las proyecciones del proyecto son enormes: se espera que en el año 2030 la cantidad de hidrógeno que atravesará el Canal de Panamá superará los 81,84 millones de toneladas, alcanzando los 190 millones de toneladas en 2050.

8.4. Papel de los organismos multilaterales

Las instituciones financieras internacionales (IFI) seguirán teniendo un papel clave en la transición energética del país, no sólo a través de la financiación de proyectos, sino también facilitando el acceso a financiación no reembolsable para consultorías o cooperaciones técnicas.

En Panamá, la institución multilateral con mayor actividad es el Banco Interamericano de Desarrollo. La siguen el Banco Mundial (BM), el Banco de Desarrollo de América Latina (CAF) y el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE).

[12] https://www.martesfinanciero.com/portada/panama-lista-para-conquistar-a-centroamerica-con-el-gas-natural-licuado/

El apoyo de estas instituciones es interesante para las empresas españolas del sector que participen en proyectos públicos, ya que la seguridad jurídica y la garantía de pago es superior en aquellos proyectos que cuentan con financiación multilateral.

- **Banco Interamericano de Desarrollo (BID)**: El acceso universal a la energía es uno de los pilares fundamentales dentro de la visión 2025 del BID. En el caso de Panamá, el BID ha financiado el Programa de Acceso Universal a la Energía (56 MUSD) que está iniciando su ejecución y espera conectar a más de 9.000 personas en los próximos 5 años. Además, mediante una asistencia técnica, apoyó la preparación de la Estrategia Nacional de Acceso Universal.

- **Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE)**: El BCIE ha aprobado financiamientos por un monto que supera los 3.000 MUSD para iniciativas del sistema de interconexión eléctrica en los países de la región, de los cuales más de 246 MUSD corresponden a Panamá. Dentro de los proyectos financiados por el BCIE en Panamá, están: la construcción del proyecto hidroeléctrico de Barro Blanco (26,1 MUSD, ya ejecutado); el proyecto eólico Penonomé II (30 MUSD, también ejecutado).

  El BCIE también financió el proyecto de Gas Natural Atlántico por un monto aprobado de 140 MUSD y una línea de crédito para ETESA por un monto de 50 MUSD. De igual modo, el banco financió la Cooperación para el Sistema de Interconectado Nacional (SIN) por la suma de 18.900 USD.

  Por otro lado, resulta relevante mencionar la existencia de Bonos Verdes Globales emitidos por el BCIE en 2019 y 2021, con el fin de captar fondos para la financiación de proyectos sostenibles y que pertenezcan a sectores estratégicos que contribuyan a la consecución de los Objetivos de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas en la región.

- **Banco Mundial:** la institución del Grupo Banco Mundial dedicada al sector privado ha proporcionado, desde 2010, 1,3 billones de USD para el sector eléctrico de América Central, incluyendo movilizaciones de otras instituciones financieras. Entre ellos, ha completado un paquete de financiación de 150 MUSD para el desarrollo y la construcción de la primera central de generación a base de gas natural en Centroamérica.

9. Oportunidades

La Agenda de Transición Energética impulsada por el Gobierno panameño ofrece oportunidades interesantes de inversión privada en el sector energético, no sólo en energías renovables, sino también en la expansión y modernización de las redes eléctricas, transporte sostenible (eléctricos e híbridos), fomento de la eficiencia energética, innovación de mercados tecnológicos tales como el hidrógeno, las baterías o el almacenamiento energético, entre otros muchos ámbitos.

Lo cierto es que las IFI siguen teniendo un papel clave, sobre todo en lo que respecta a sectores menos eficientes económicamente. En el sector energético panameño ofrecen un apoyo fundamental: desde oportunidades de financiación hasta apoyo técnico en múltiples vertientes (desarrollo de tecnología, elaboración de estándares, promoción de alianzas multinivel entre el sector público, privado, y la sociedad civil, etc.).

Además, la participación de empresas en proyectos en el país conlleva un elevado efecto arrastre para empresas de productos y servicios. Esto puede observarse en el elevado número de empresas españolas del sector en el país, la cantidad de proyectos en los que participan, y en su diversidad a lo largo de toda la cadena de valor de la energía en los múltiples segmentos identificados.

A efectos de este estudio de mercado, se van a mencionar las oportunidades más relevantes para las empresas españolas en el país, que pueden agruparse en tres grandes grupos de proyectos:

- **Plantas de generación eléctrica**: como se ha mencionado a lo largo del estudio, la participación de empresas españolas en proyectos en Panamá se centra sobre todo en proyectos de generación eléctrica renovable.

  El potencial renovable en Panamá es todavía muy elevado, ya que, pese al crecimiento experimentado en los últimos años, el porcentaje de aprovechamiento de cada recurso es aún muy bajo. Este hecho, unido al aumento general del coste de otras tecnologías y sus crecientes complicaciones socioambientales, generará importantes oportunidades en el sector de energías renovables no convencionales.

- **La Generación Solar Distribuida (GSD)**: oportunidad clave para el desarrollo de proyectos de energía solar en el país y alcanzar las metas propuestas por el Gobierno en cuanto a transición energética.

- **Proyectos de Expansión y modernización del sistema de transmisión eléctrica.**

9.1. Proyectos de plantas de generación de energía

El Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional de ETESA, además de incluir futuros proyectos a desarrollar para la transmisión de la demanda eléctrica, incorpora en su Tomo II un plan indicativo de generación que analiza diferentes escenarios y prevé qué instalaciones de generación serán necesarias para poder asumir la demanda del país en cada uno de ellos.

Dado que, en principio, el desarrollo de nuevas centrales de energía está en manos de inversionistas privados (con el permiso de ASEP), el plan de ampliación de la generación es solamente de carácter indicativo. Sin embargo, el papel del gobierno es muy importante, ya que puede propiciar las inversiones a través de sus lineamientos, políticas, programas de incentivos, etc.

Como puede observarse en la tabla siguiente, el PESIN 2020-2034 plantea, para un escenario de referencia, que será necesario instalar nuevas plantas de generación que supongan un aumento de la capacidad instalada nacional en 2.633,91 MW, de los cuales 1.128 MW serán en plantas termoeléctricas (en particular, plantas de gas natural) y 1.133 MW en plantas de generación de energía renovable no convencional (eólica y solar).

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 2020-2034

Tipo de planta	N.º de nuevas instalaciones	Capacidad por instalar	Inversión estimada
Planta Hidroeléctrica	15	373,20 MW	1.197 MUSD
Plantas Termoeléctricas	4	1.128,10 MW	1.528 MUSD
Plantas Eólicas	8	510,80 MW	71 MUSD
Plantas Solares	37	621,81 MW	562 MUSD

Fuente: Cálculos elaborados a partir de las estimaciones del tomo II (Capacidad Instalada x Importe de Instalación / kW).

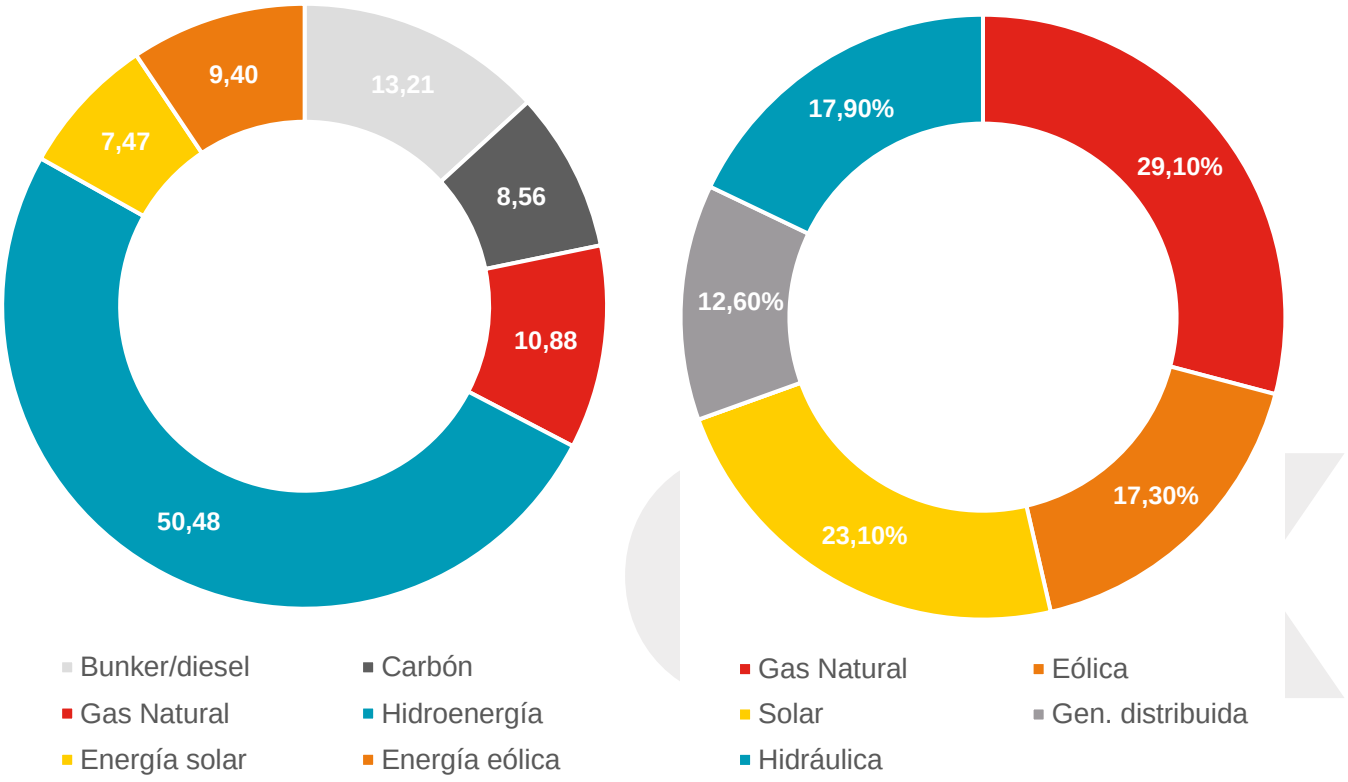
Sin embargo, de acuerdo con el Plan Energético Nacional 2015-2050 (tras su actualización en 2020 fruto de la aprobación de la agenda de transición energética), la matriz eléctrica panameña a largo plazo (año 2050) sufrirá importantes modificaciones respecto a la actual.

Los gráficos siguientes recogen una comparación entre la matriz energética panameña actual y su proyección en el año 2050, de acuerdo con la actualización del PEN 2015-2050.

En primer lugar, la capacidad instalada total aumentaría hasta los 14.454 MW, un aumento de 10.502,75 MW respecto a la capacidad instalada total en 2021 (la capacidad total sería 3,65 veces la capacidad actual). Por otro lado, la proyección muestra un aumento significativo de la capacidad instalada renovable, eliminando las plantas de generación a base de combustibles como el bunker, el diésel y el carbón.

CAPACIDAD INSTALADA ACTUAL (2021, IZDA.) FRENTE A CAPACIDAD INSTALADA EN 2050

Estimaciones según lo dispuesto en el Plan Energético Nacional 2015-2050



Fuente: Elaboración propia según PEN 2015-2050.

Otro punto que destacar sería el aumento significativo de la participación de las energías solar y eólica en la matriz eléctrica, que juntas llegarían a representar el 40,4 %, frente al 17 % que suponen actualmente. No obstante, para lograr alcanzar los niveles de generación renovable previstos, se requerirán importantes inversiones, tanto públicas como privadas, que favorezcan la incorporación de energías con alta intermitencia y esquemas que favorezcan la generación distribuida y el autoconsumo.

9.1.1. Plantas de energía solar

Los mapas revelan un potencial solar alto en la mayor parte del territorio panameño, siendo las áreas más adecuadas las regiones del sur y oeste del país debido a la proximidad a la infraestructura de la red. Así, según datos de la ASEP, el país cuenta con un potencial fotovoltaico en desarrollo de 633,31 MW, de los que el 38 % del potencial nacional se encuentra en la provincia de Chiriquí.

En la actualidad se cuenta con 77 proyectos fotovoltaicos identificados, a 13 de los cuales se les ha otorgado una licencia definitiva para la construcción y explotación.

PROYECTOS FOTOVOLTAICOS EN PANAMÁ

Empresa	Proyecto	Ubicación	MW	Inicio de construcción	Inicio de operación	Estado de la gestión
Green Electric S.A.	La Mata	Veraguas, Santiago	10	02/09/18	02/04/19	
Farallón Solar 2 S.A.	Farallón Solar II	Coclé, Antón, Rio Hato	9	01/12/20	01/06/21	En construcción fase 5. Solicita prórroga.
Bajo Frio PV S.A.	Bajo Frio	Panamá, Chepo	5,07	18/04/19	05/03/20	Solicita prórroga
Generadora de Energía Renovable S.A.	La Victoria	Herrera, Chitré, Monagrillo	9,97	01/09/19	16/04/20	Solicita prórroga
AES Panamá S.R.L.	Los Santos Solar	Los Santos, Los Ángeles	7,55	15/02/21	31703/22	Diseño final
Generadora Solar Austral S.A.	Madre Vieja	Chiriquí, Barú, Progreso	25,9	18/10/21	29/07/22	En construcción
Solar Boquerón S.A.	Macano solar	Chiriquí, Boquerón, Paraíso	2,75	01/08/21	31/05/22	Fase I construida. Fase II (2,75 W) solicita prórroga
Panasolar Green Energy Corp.	Panasolar II	Coclé, Aguadulce, El Roble	5	01/07/21	16/03/23	Diseño Final
Panasolar Green Power S.A.	Panasolar III	Coclé, Aguadulce, El Roble	5	01/07/21	16/03/23	Diseño Final
Mas PV Panama Inc.	Sunrise MASPV 1	Panamá Oeste, La Chorrera, Herrera	0,5	15710/20	20/06/22	Construida
Andreas Power Energy Corp.	Andreas Power	Chiriquí, San Félix	0,99	01/04/22	01/04/23	En construcción
Generadora Solar El Puerto S.A.	Baco Solar	Chiriquí, Barú, Progreso	25,9	12708/22	25/09/23	Diseño final
Argentum Solar S.A.	Río de Jesús	Veraguas, Río de Jesús	9,99	20/10/22 20/05/24	30/12/23 30/12/24	Diseño final

Fuente: ASEP.

Además, hay 64 proyectos que cuentan con licencia provisional de la ASEP para construir y operar parques fotovoltaicos. Entre estos proyectos, cabe destacar dos cuya empresa promotora es el grupo español Ecoener.

9.1.2. Parques eólicos

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 ventosos 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[13]. Aunque el potencial utilizable es muy atractivo, la discontinuidad característica del viento imposibilita extender su contribución al sistema sin adicionar respaldos significativos.

La tabla recoge los principales proyectos de generación eólica con licencia definitiva. Es importante señalar, que algunos proyectos se encuentran en proceso de construcción, o en fase de diseño.

PROYECTOS DE GENERACIÓN EÓLICA CON LICENCIA DEFINITIVA

Empresa	Proyecto	Ubicación	MW	Inicio de construcción	Inicio de operación	Estado de la gestión
Parque Eólico Toabré S.A.	Toabré	Coclé, Penonomé- Toabré	44	09/05/18 26/06/23 25/12/29	20/05/22 19/07/24 25/12/29	Construcción I Fase Construcción II Fase Construcción III Fase
Parque Eólico Toabré S.A.	Antón	Coclé, Antón	105	01/05/10	02/01/21	Diseño final Solicitud de prórroga
Helium Energy Panamá S.A.	Viento Sur	Veraguas, Comarca Ngöbe- Buglé	150	30/10/17	27/01/21	Diseño final
Helium Energy Panamá S.A.	Escudero	Veraguas, Santa Fe y El Alto	116	30/10/17	12/05/21	Diseño final
UEP Penonomé III S.A.	Portobelo Etapa 2	Coclé, Penonomé	17,25	01/02/22	16/05/23	Diseño final
UEP Penonomé III S.A.	Nuevo Chagres Fase 2 (Etapa 2)	Coclé, Penonomé, El Coco	51,75	01/01/22	16/05/23	Diseño final

Fuente: ASEP.

[13] Además, en el *Global Wind Atlas* del Banco Mundial pueden explorarse los recursos eólicos de Panamá a través de mapas interactivos.

Por otro lado, se han otorgado 6 licencias provisionales para la construcción de proyectos eólicos en el país con una capacidad instalada total de 484 MW (281 MW localizados en la provincia de Coclé y 266 en la provincia de Veraguas).

9.1.3. Otras plantas de energía renovable no convencional

Todavía faltan estudios para determinar el potencial de otros tipos de fuentes de energía no convencionales.

En el caso de la **energía geotérmica**, a principios del año 2017 se anunciaron planes para un posible proyecto en la provincia de Chiriquí. Sin embargo, las barreras de este sector son todavía altas: alta inversión inicial necesaria y riesgos de inversión muy elevados, particularmente en la fase de exploración.

Por otro lado, el potencial de la **biomasa** varía ampliamente dependiendo de la actividad humana. Actualmente, el mercado eléctrico panameño cuenta con una planta de respaldo a diésel de 8,1 MW (Urbalia 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.

Otros proyectos de generación eléctrica tales como la solar espacial, la energía eólica *offshore* (en alta mar) o la marina se encuentran en fase experimental y, si bien han pasado las pruebas con resultados muy prometedores, no son viables a nivel comercial. Por consiguiente, transcurrirán varios años antes de que tales tecnologías lleguen al mercado eléctrico panameño

9.2. Autogeneración y generación solar distribuida (GSD)

Las características del mercado eléctrico panameño son muy favorables para lograr un crecimiento disruptivo de la GSD: la caída de los precios de la tecnología, el marco regulatorio favorable y el desarrollo nacional de la industria solar.

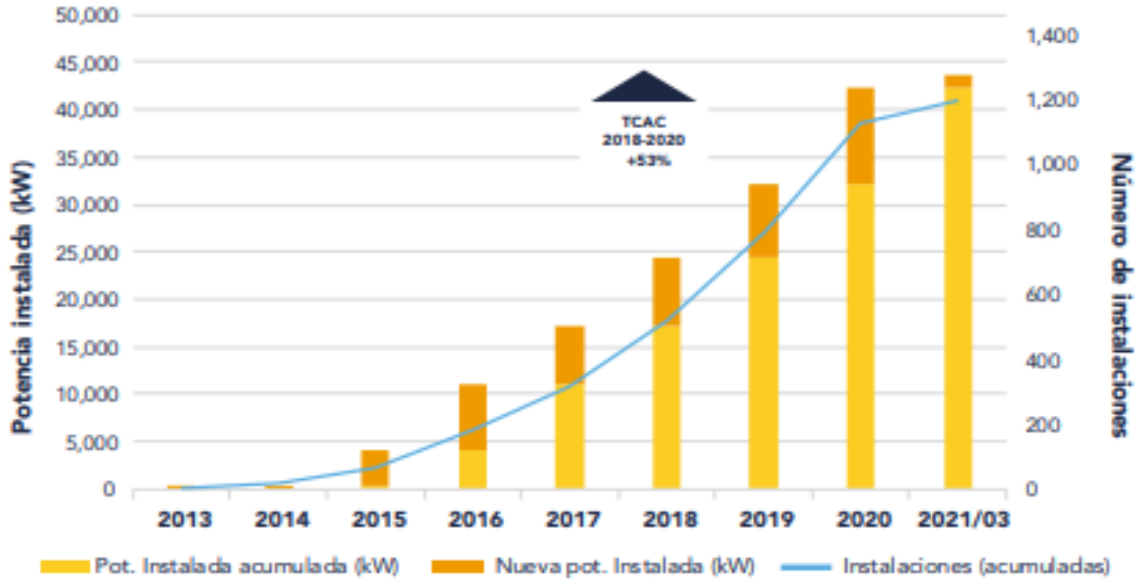
Además, se proyecta una reducción continuada de los costos de los sistemas de GSD a nivel mundial, alcanzando entre un 15 % y un 35 % adicional al 2024, lo que hará aún más atractiva la inversión en sistemas de GSD. Las características de los consumidores finales panameños (más del 98 % de la energía comercializada anualmente es consumida por pequeños consumidores residenciales y comerciales) y de las edificaciones panameñas, mayormente bajas, hace que una gran cantidad de viviendas y comercios sean aptos para la instalación de sistemas de GSD en sus techos y cubiertas.

Según cifras publicadas por la ASEP, en 2021 existían 1.172 instalaciones de GD en Panamá, representando una capacidad instalada de 46,63 MW. Estos sistemas han experimentado un crecimiento relativamente lineal tanto en número de proyectos como en capacidad instalada desde

2013 hasta marzo de 2021. En el año 2020, a pesar de la crisis económica y sanitaria generada por la COVID-19, se logró alcanzar la mayor capacidad instalada anual, incorporando 10.256 kW mediante la instalación de 328 nuevos proyectos.

EVOLUCIÓN EN LA INSTALACIÓN DE SISTEMAS DE GSD EN PANAMÁ

Datos de 2013 a marzo de 2021



Fuente: Generación SOLE (PNUMA).

Según las proyecciones de la Oficina para América Latina y el Caribe del Programa de la ONU para el Medio Ambiente (PNUMA), en las condiciones actuales del mercado, aproximadamente 1.450 MW de generación solar distribuida (137.785 instalaciones nuevas) resultan técnica y económicamente viables.

El informe también menciona que, aplicando ciertas adaptaciones en el mercado, el potencial de inversión podría aumentar un 63 % e incorporar 112.600 instalaciones adicionales (aproximadamente 835 MW más). Esto permitiría a Panamá romper el techo de los 2.000 MW de potencia solar distribuida instalada en los próximos años.

Fruto de estos análisis, el Gobierno panameño incluyó la Estrategia Nacional de Generación Distribuida (ENGED) como uno de los lineamientos estratégicos para el sector eléctrico de la Agenda de Transición Energética. Esta estrategia, elaborada con apoyo del BID, estima que se podrían lograr 1,7 GW de generación distribuida hasta el 2030.

Algunas de las medidas incluidas son el desarrollo de un programa para la instalación de generación distribuida para el autoconsumo de energía en instituciones del Estado (tercer mayor consumidor de electricidad que representa el 13,46 % de la demanda) y la implementación de generación distribuida en reemplazo de subsidios eléctricos para el sector residencial.

Además, dado que actualmente supone una importante barrera a su desarrollo, se han puesto en marcha diversas iniciativas novedosas que impulsarán la oferta de financiación en el sector solar fotovoltaico de pequeña y mediana escala durante los próximos años, desde la iniciativa Generación SOLE del PNUMA, junto con AECID y el Programa EUROCLIMA+.

9.3. Expansión y modernización del sistema de transmisión eléctrico

La carencia en la capacidad de líneas de transmisión desincentiva la realización de proyectos eléctricos en Panamá y, por tanto, para lograr los objetivos de seguridad energética planteados en el PEN 2015-2050, es importante realizar inversiones para mejorar el sistema.

Así, el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2019-2033 incluye, sobre la base de los estudios de demanda y generación, una serie de proyectos de expansión del sistema de transmisión eléctrica de ETESA necesarios para garantizar la interconexión a la red de transmisión de los proyectos con licencias provisionales y definitivas (en el caso de los proyectos a corto plazo) y otros que se proyectan para el futuro (proyectos a largo plazo).

Por un lado, el PESIN plantea a corto plazo el desarrollo y construcción de 27 proyectos que suponen una inversión total de 1.255 MUSD. Al cierre del primer trimestre de 2022, cinco proyectos han sido culminados en su totalidad (con una inversión de 39,2 MUSD) y dos han sido adjudicados (40,4 MUSD). Algunos de ellos se encuentran en fase de licitación.

La Resolución AN n.º 17766- Elec de la ASEP publicada el 6 de julio de 2022 incluía dentro de los proyectos de obligado cumplimiento, tres proyectos que todavía suponen oportunidades para las empresas españolas (no han sido realizados ni adjudicados).

- **Proyecto Nueva Línea de Mata de Nance - Boquerón III – Progreso - Frontera 230 kV**: la licitación fue publicada en septiembre de 2022 con un precio de referencia de 34 MUSD. El plazo para la recepción de ofertas termina el 15 de diciembre de 2022[14].

- **Proyecto Línea Panamá II – Bayano 230 kV**: el proyecto, con un coste estimado de 33,4 MUSD, se espera que entre en operación en noviembre de 2024. Actualmente se encuentra en fase de diseño.

- **Nueva S/E Chepo 230 kV**: el proyecto consiste en la construcción de un nuevo punto de conexión para la empresa distribuidora ENSA y para la conexión de nuevos proyectos solares o eólicos a desarrollar en los próximos años. Tiene un coste estimado de 16,1 MUSD. Fue

[14] Licitación por Mejor Valor 2022-2-78-0-04-LV-016105.

licitado el 20 de diciembre de 2018 y cancelado en octubre de 2019. Se estima que esté operativo en noviembre de 2024.

Por otro lado, el PESIN también incluye una serie de proyectos a largo plazo que buscan evitar que el sistema presente congestiones y permitirán mantener la generación suficiente para cumplir con los criterios de calidad y seguridad. La aprobación de estos proyectos queda sujeta a revisión en futuros planes de expansión. Entre estos proyectos se encuentra el proyecto "Aumento de Capacidad de la Línea LT2 Veladero – Panamá II 230 kV". Este proyecto fue licitado por ETESA el 29 de diciembre de 2021 y adjudicado al Consorcio Panamá II (integrado por las empresas IVERCO y NEMINCA) por un precio de 35.897.439, 21 USD.

La tabla recoge los proyectos a largo plazo que todavía pueden suponer oportunidades para las empresas españolas del sector.

Proyectos	Descripción proyecto	Inicio operación	Coste estimado
IV Línea de Transmisión Chiriquí Grande – Panamá III 500 kV	Línea de 330km con doble circuito y capacidad de transmisión en condiciones normales de 1.300 MVA y 1.630 MVA en condiciones de emergencia	**Etapa 1:** 07/2024 **Etapa 2:** 07/2030	**Etapa 1:** 463,1 MUSD **Etapa 2:** 175 MUSD
Aumento de Capacidad de la Línea LT1 Veladero-Llano Sánchez – El Higo- Chorrera-Panamá 230 kV	Línea de 290 km de doble circuito para facilitar la transmisión de las plantas hidroeléctricas localizadas en el occidente del país.	**Etapa 1:** 03/2023 **Etapa 2:** 03/2024	**Etapa 1:** 32, 6 MUSD **Etapa 2:** 40,3 MUSD
Línea Subterránea Panamá – Panamá III 230 KV		09/2027	13,9 MUSD
Nueva S/E Los Olivos y LT La Huaca-Los Olivos	Actualmente en fase de diseño.	12/2025	50,9 MUSD
Nueva S/E Caldera 230 kV		04/2025	40,7 MUSD
Nueva S/E La Hueca 230/34,5 kV		06/2025	38,2 MUSD
STATCOM Subestación Panamá III 230 kV		12/2030	60 MUSD
Nueva S/E Cáceres 115 kV GIS		01/2025	15,2 MUSD

Proyecto de Conexión eléctrica Colombia-Panamá

Colombia y Panamá juegan un papel clave en el proceso de integración energético latinoamericano. La interconexión entre estos dos países, además de facilitar el intercambio comercial de energía entre ambos, puede propiciar en un futuro una mayor integración regional entre Sudamérica y Centroamérica. Este proyecto, que ya se estudia desde hace más de 10 años, permitirá a los países aprovechar la complementariedad de los recursos renovables que existen entre las dos regiones, reduciendo las emisiones y garantizando la confiabilidad y seguridad del abastecimiento.

Tiene un costo de más de 500 MUSD y cuenta con el apoyo de instituciones multilaterales como el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE) y el Banco de Desarrollo de América Latina (CAF), cuya última aportación ascendió hasta los 500.000 USD en forma de cooperación técnica para la elaboración de estudios de diseño técnico y ambientales. Desde 2009, el BID ha aportado un valor cercano a los 4 MUSD para estudiar la viabilidad del proyecto. Por su parte, el BCIE ha recibido en febrero de este año la solicitud de asistencia técnica no reembolsable para completar los estudios de la interconexión eléctrica entre ambos países.

El proyecto ya cuenta con un diseño técnico preliminar de la línea de transmisión, que está siendo ahora complementado con el Estudio de Impacto Ambiental y Social en toda el área de intervención. Por otro lado, los principios del esquema de armonización regulatoria serán formulados a través de un Acuerdo de Ministerios, que fue suscrito este 21 de julio por las autoridades de energía de los dos países (secretario Nacional de Energía de Panamá y ministro de Minas y Energía de Colombia).

Proyecto de la Cuarta Línea de Transmisión Eléctrica

La Cuarta Línea es uno de los proyectos aprobados dentro del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (Plan Estratégico ETESA 2019-2033) por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos el 28 de abril de 2020 y publicado en la Gaceta Oficial Digital el 4 de mayo de 2020 (N.º de publicación 29016).

El proyecto de la Cuarta Línea incluye la construcción, operación y mantenimiento de una línea aérea de transmisión eléctrica con capacidad de 1.280 MW (en condiciones normales) y de 1.856 MW (en condiciones de emergencia) a 500 kV. Tendrá una longitud aproximada de 317 kilómetros, para conectar la subestación Chiriquí Grande, en el área de Bocas del Toro, con una nueva Subestación Panamá III, en Ciudad de Panamá.

Tras la publicación en PanamaCompra de la licitación de los estudios de impacto ambiental del proyecto, declarada inicialmente desierta y relanzada el 15 de diciembre de 2021, el contrato se adjudicó a la empresa local Consultores Ambientales y Multiservicios S.A. por un importe de 2,7 MUSD. Igualmente, ETESA publicó, el 3 de junio de 2022 y a través del mismo portal, la licitación de los servicios de consultoría para estudios de avalúos comerciales en el área de servidumbre de

paso del proyecto[15]. Sin embargo, tras resolver una acción de reclamo presentada por una de las empresas oferentes, la Dirección General de Contrataciones Públicas decidió suspender la licitación con el objetivo de aplicar medidas correctivas al pliego de cargos.

Los problemas de financiación del Gobierno han derivado en que el proyecto de construcción de la IV Línea de Transmisión de ETESA se desarrolle bajo un modelo de Asociación Público-Privada (APP). De acuerdo con la página web de ETESA, el proyecto se llevará a cabo a través de un BOT (*build, operate and transfer*) por un periodo de 20 años, con posibilidad de llevar a cabo una única prórroga por un periodo similar. Aunque, de acuerdo con expertos del sector, existe riesgo de que la licitación no salga adelante debido a problemas con la financiación.

[15] Licitación por Mejor Valor N° 2022-2-78-0-08-LV-015451.

10. Información práctica

10.1. Cómo hacer negocios en Panamá

A la hora de hacer negocios en Panamá, es necesario tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- **Jerarquía**: Los panameños son generalmente relajados, fáciles de tratar e informales de acuerdo con los estándares latinoamericanos. Sin embargo, tienen un respeto para la dignidad formal y las distinciones jerárquicas, las cuales son muy importantes.
- **Relaciones personales**: Sus valores se basan en la importancia de las relaciones personales. Los panameños todavía gastan tiempo y esfuerzo para establecer una buena relación personal antes de una relación de negocios.
- **Relaciones de negocios**: Por lo general, las decisiones son tomadas en los altos niveles. Se deben cultivar las relaciones en todos los niveles, debido a que la calidad de estas relaciones puede influir fuertemente en la toma de decisiones, aunque la persona con la que se está tratando no sea la que toma la decisión.
- **Puntualidad**: La puntualidad no es considerada importante. La mayoría de las reuniones se caracterizan por la informalidad.
- **Paciencia**: Tenga paciencia en su relación comercial, ya que el tiempo no se mide de la misma forma que en España.
- **Ubicación de Panamá:** Aproveche la ubicación de Panamá para hacer negocios. La conexión con el resto del continente americano y el Caribe, así como por ser el paso de importantes rutas de comercio marítimo, permiten utilizar a Panamá como un centro de negocios y distribución.
- **Tamaño de la empresa local:** Las empresas locales son relativamente pequeñas, por lo que los volúmenes de contratación son también pequeños.
- **Cultura**: Aproveche la proximidad cultural con los panameños, los cuales prefieren hacer negocios con empresarios que hablen el mismo idioma.
- **Regímenes de comercio:** Panamá tiene dos regímenes aduaneros, debido a la existencia de la Zona Libre de Colón que maneja una cifra de negocios que triplica la de Panamá. Es importante conocer las ventajas de operar en esta, u otras zonas francas, para la constitución de empresas.

10.2. Direcciones de interés

Oficina Comercial de España en Panamá

Dirección: Edificio St. Georges Bank, Piso 8, Calle 50 y 53

Distrito de Obarrio, Ciudad de Panamá

Teléfono: (+507) 269 40 18

Fax: (+507) 264 34 58

Dirección de correo electrónico: panama@comercio.mineco.es

Web: http://panama.oficinascomerciales.es

Embajada de España en Panamá

Dirección: Plaza de Belisario Porras, entre Av. Perú y Calle 33 A

Distrito de Calidonia, Ciudad de Panamá

Teléfono: (+507) 207 15 00

Fax: (+507) 227 62 84

Dirección de correo electrónico: Emb.Panama@maec.es

Web: http://www.exteriores.gob.es/embajadas/panama/es/Paginas/inicio.aspx

Cámara Oficial Española de Comercio de Panamá

Dirección: Avenida Balboa, Edificio Banco BBVA, Torre Menor, Piso 7

Ciudad de Panamá

Teléfono: (+507) 225 14 87 / 227 06 26

Fax: (+507) 225 66 08

Dirección de correo electrónico: emb.panama@maec.es

Web: http://www.caespan.com.pa/

10.3. Información sobre Panamá

Informe Económico y Comercial de Panamá – Pulse aquí

Guía País de Panamá – Pulse aquí

Costes de Establecimiento en Panamá – Pulse aquí

Noticias de Panamá – Pulse aquí

Oportunidades de Negocio de ICEX España Exportación e Inversiones – Pulse aquí

Síguenos en Twitter: @ICEXPanamá

11. Anexos

11.1. Capacidad instalada y generación bruta de energía hidroeléctrica por empresa

Empresa	Capacidad instalada (MW)	%	Generación bruta (MWh)	%
ACP Gatún y Maden	60	1,50	29,69	0,53
AES Changuinola	222,17	5,55	443,07	7,89
AES Panamá Bayano	260	6,50	227,12	4,04
AES Panamá Estí	120	3,00	230,70	4,11
AES Panamá La Estrella	47,20	1,18	72,29	1,29
AES Panamá Los Valles	54,76	1,37	92,98	1,66
Alto Valle	15,50	0,39	25,55	0,46
Café de Eleta Hidro Candela	0,53	0,01	0,59	0,01
Caldera Energy Mendre 1	19,75	0,49	30,92	0,55
CELSIA Alterenergy Lorena y Prudencia	92,43	2,31	159,96	2,85
CELSIA Bontex Gualaca	25,34	0,63	43,25	0,77
Corp. Energía Itsmo Las Cruces	9,38	0,23	28,36	0,51
EISA	60,90	1,52	201,93	3,60
Electrog Itsmo Mendre 2	7,80	0,19	12,08	0,22
EMNADESA Bugaba	11,27	0,28	14,43	0,26
EMNADESA Bajos del Totuma	6,30	0,16	10,44	0,19
ENEL Fortuna	300	7,50	596,14	10,62
ESEPSA Algarrobos	9,86	0,25	14,07	0,25
ESEPSA Dolega	3,12	0,08	5,18	0,09
ESEPSA La Yeguada	7,00	0,17	14,82	0,26
ESEPTA Macho del Monte	2,50	0,06	3,54	0,06
Fountain Intertrade	58	1,45	99,74	1,78
GENISA Barro Blanco	28,58	0,71	41,93	0,75
Hidro Boquerón Macano	5,25	0,13	12,02	0,21
Hidro Eco Teribe Bonyic	31,80	0,79	68,20	1,21
Hidro Ibérica	7,13	0,18	14,10	0,25
Hidro Panamá	4,30	0,11	3,42	0,06

Hidro Piedra	21,62	0,54	45,04	0,80
Hydro Caisán	72,20	1,80	116,97	2,08
Ideal Panamá	145	3,62	277,60	4,94
Itsmus Concepción	10	0,25	20,94	0,37
Los Planetas 1 y 2 ABCO	13,64	0,34	22,52	0,40
Paso Ancho	6,78	0,17	11,22	0,20
Pedregalito	20	0,50	29,85	0,53
Perlas Norte	10	0,25	22,32	0,40
Perlas Sur	10	0,25	22,32	0,40
Río Chico	12,52	0,31	18,60	0,33
San Andrés	9,57	0,24	12,62	0,22
San Lorenzo	8,12	0,20	12,42	0,22
TOTAL	**1.810,32**	**45,25**	**3.109,04**	**55,37**

11.2. Capacidad instalada y generación bruta de energía termoeléctrica por empresa

Empresa	Capacidad instalada (MW)	%	Generación bruta (MWh)	%
ACP Miraflores	99,62	2,49	107,80	1,92
AES Gas Natural Atlántico	381	9,52	1.1017,38	18,12
CELSIA Alterenergy Cativá	87	2,17	72,50	1,29
CELSIA Bahía Las Minas	160	4,00	0,73	0,01
GENA	150	3,75	57,93	1,03
PA AM Generating	144	3,60	272,78	4,86
Urbalia	8,10	0,20	12,67	0,23
Tropitérmica	5,12	0,13	0,32	0,01
Sparkle Power	49,20	1,23	52,23	0,93
Minera Panamá	300	7,50	29,51	0,53
SIGSA	35,60	0,89	93,20	1,66
TOTAL	**1.419,64**	**35,48**	**1.717,05**	**30,58**

11.3. Capacidad instalada y generación bruta de energía solar fotovoltaica por empresa

Empresa	Capacidad instalada (MW)	%	Generación bruta (MWh)	%
AES Panamá Cedro	9,96	0,25	9,76	0,17
AES Panamá Caoba	9,96	0,25	9,86	0,18
AES Mayorca	9,97	0,25	11,20	0,20
AES Pesé	9,97	0,25	13,00	0,23
Avanzalia	120	3,00	107,13	1,91
Azucarera Nacional	0,96	0,02	-	-
Azuero Venture	9,52	0,24	10,23	0,18
Boquerón	4,75	0,12	1,29	0,03
Celsia Solar	9,69	0,24	7,69	0,14
Coclé Venture	8,99	0,22	10,01	0,18
Concepto Solar	0,96	0,02	0,75	0,01
Daconan Solar	3,24	0,08	3,15	0,06
Divisa Solar Celsia	9,90	0,25	7,12	0,13
Eco Solar	9,99	0,25	15,94	0,28
El Fraile Solar	0,48	0 ,01	0,40	0,01
Elec. Solar Mendoza	3	0,97	2,53	0,05
Enel Solar Chiriquí	9,30	0,23	8,97	0,16
Enel Milton Solar	10	0,25	7,03	0,13
Enel Vista Alegre	7,50	0,19	5,82	0,10
Enel Sol de David	7,90	0,20	4,80	0,09
Enel Sol Real Power 3	10	0,25	7,64	0,14
Enel Llano Sanchez Solar	10	0,25	8,61	0,15
Enel Solar Caldera	5,26	0,13	3,26	0,06
Enel Estrella Solar	5,80	0,14	6,33	0,11
Farallón 2	9,60	0,24	2,84	0,05
Generación Solar	0,10	-	0,04	-
Panama Solar 2 Pocrí	16,00	0,40	15,8	0,28
Panamá Venture	8,99	0,22	9,37	0,17
Pana Solar Generation	9,90	0,25	8,00	0,14
Progreso	20,00	0,50	4,93	0,09
PSZ 1 El Espinal	8,50	0,21	5,51	0,10

Sarigua Egesa	2,40	0,06	1,15	0,02
Solar Bugaba	2,56	0,06	1,39	0,02
Solar Development	10,0	0,25	3,50	0,06
Solpac	9,99	0,25	2,21	0,04
Tecnisol Ikako	40,00	1,00	41,12	0,73
TOTAL	**435,13**	**10,88**	**364,84**	**6,50**

11.4. Tarifas de electricidad para clientes regulados (Vigentes 1 de julio al 31 de diciembre de 2022)

	EDEMET	ENSA	EDECHI
TARIFAS DE BAJA TENSIÓN			
Tarifa Simple BTS 1			
Cargo fijo, por los primeros 10 kWh. *B./Cliente mes*	2.84	2.28	2.72
Cargo por energía (siguientes kWh) *B./kWh*	0.15722	0.16812	0.17775
Tarifa Simple BTS 2			
Cargo fijo, por los primeros 10 kWh. *B./Cliente mes*	2.84	2.28	2.72
Cargo por energía (siguientes kWh) *B./kWh*	0.20729	0.19181	0.21123
Tarifa Simple BTS 3			
Cargo fijo, por los primeros 10 kWh. *B/Cliente mes*	2.84	2.28	2.72
Cargo por energía (siguientes kWh) *B./ kWh*	0.24417	0.21505	0.24846
Tarifa Prepago			
Cargo por energía *B./ kWh*	0.16372	0.17054	0.17738
Tarifa con Demanda Máxima (BTD			
Cargo Fijo *B./Cliente mes*	5.09	4.90	5.10
Cargo por energía hasta 10.000 kWh *B./ kWh*	0.16470	0.16009	0.14678
Cargo por energía, siguientes kWh de 10.001 a 30.000 *B./ kWh*	0.17169	0.16407	0.15578
Cargo por energía, siguientes kWh de 30.001 a 50.000 *B./ kWh*	0.18525	0.16829	0.16206
Cargo por energía, siguientes kWh desde 50.001 *B./ kWh*	0.19854	0.17269	0.19084
Cargo por Demanda Máxima *B./ kW/mes*	12.45	15.12	18.35
Tarifa por Bloque Horario (BTH)			
Cargo Fijo *B./Cliente mes*	5.10	4.90	5.10
Cargo por Energía en Punta *B/. kWh*	0.24950	0.15080	0.23068

Cargo por Energía Fuera de Punta *B/. kWh*	0.16815	0.15080	0.15681
Cargo por Demanda Máxima en Período de Punta *B./ kW/mes*	12.94	10.58	21.27
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta *B./ kW/mes*	1.65	5.83	5.92

TARIFAS DE MEDIA TENSIÓN

Tarifa con Demanda Máxima (MTD)			
Cargo fijo *B./Cliente mes*	12.85	8.79	12.78
Cargo por Energía *B/. kWh*	0.17225	0.14372	0.15477
Cargo por Demanda Máxima *B./ kW/mes*	13.76	12.70	17.53
Tarifa por Bloque Horario (MTH)			
Cargo Fijo *B./Cliente mes*	12.91	8.79	12.78
Cargo por Energía en Punta *B/. kWh*	0.23632	0.13582	0.18354
Cargo por Energía Fuera de Punta *B/. kWh*	0.17486	0.13582	0.14205
Cargo por Demanda Máxima en Período de Punta *B./ kW/mes*	12.82	8.58	17.80
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta *B./ kW/mes*	1.88	4.70	2.47

TARIFAS DE ALTA TENSIÓN

Tarifa con Demanda Máxima (MTD)			
Cargo fijo *B./Cliente mes*	12.91	8.79	12.78
Cargo por Energía *B/. kWh*	0.14223	0.10983	0.13966
Cargo por Demanda Máxima *B./ kW/mes*	11.50	10.27	18.36
Tarifa por Bloque Horario (MTH)			
Cargo Fijo *B./Cliente mes*	12.91	8.79	12.78
Cargo por Energía en Punta *B/. kWh*	0.19556	0.10505	0.18449

Cargo por Energía Fuera de Punta *B/. kWh*	0.14391	0.10505	0.13475
Cargo por Demanda Máxima en Período de Punta *B./ kW/mes*	14.33	9.76	20.43
Cargo por Demanda Máxima Fuera de Punta *B./ kW/mes*	3,8	0,71	3,03

Fuente: ASEP.

11.5. Análisis histórico de licitaciones adjudicadas por ETESA

N.º de referencia	Descripción	Año	Importe
2015-2-78-0-99-LP-006605	Supervisión, inspección y administración del contrato para la puesta en marcha de compensadores estáticos de potencia reactiva (Svc/Statcom) en las subestaciones de Panamá II y Llano Sanchez de 230 KV	2016	286.650 USD
2016-2-78-0-99-LP-006920	Servicio de limpieza y mantenimiento de servidumbres y caminos de acceso a los vanos de las líneas de transmisión y limpieza de las áreas verdes de las subestaciones de ETESA, los cuales comprenden las Zona 1, Zona 2 y Zona 3	2016	3,5 MUSD
2016-2-78-0-08-LP-007439	Servicio de vigilancia, custodia y control de acceso a las instalaciones y bienes de ETESA ubicadas en las Provincias de Panamá, Colón, Coclé, Veraguas, Chiriquí y Bocas Del Toro	2016	4,8 MUSD
2017-2-78-0-02-LP-009377	Adquisición, instalación y puesta en operación de un radar meteorológico	2016	1,9 MUSD
2016-2-78-0-04-LP-007414	Adición a subestaciones de 230 KV en Progreso y Mata de Nance y reemplazo de interruptores de 230 KV	2017	4,6 MUSD
2016-2-78-0-99-LP-007068	Suministro de equipos principales para proyecto de reactores de 230 KV en las subestaciones de Guasquitas y Changuinola	2017	3,4 MUSD
2018-2-78-0-08-PE-010613	Servicio de consultoría para establecimiento de un modelo de gestión de riesgos y Plan de Continuidad del Sistema para Transmisión y Despacho	2018	489.143 USD
2018-2-78-0-02-PE-010645	Montaje, puesta en servicio y obras civiles de compensadores estáticos de potencia reactiva (Svc/Statcom) en las subestaciones Panamá II y Llano Sanchez de 230 KV	2018	12,3 MUSD
2018-2-78-0-08-LV-010844	Suministro, montaje, comisionado, puesta en servicio y obras civiles para el reemplazo del autotransformador T3 en la S/E Panamá	2019	4,4 MUSD
2018-2-78-0-15-LV-010560	Suministro, montaje, comisionado, puesta en servicio y obras civiles para el reemplazo del autotransformador T1 en la S/E Chorrera	2019	5,1 MUSD
2019-2-78-0-99-LV-011871	Servicios de vigilancia, custodia y control de acceso a las instalaciones de ETESA ubicadas en las provincias de Panamá, Colón, Coclé, Veraguas, Chiriquí y Bocas del Toro	2020	4,8 MUSD
2020-2-78-0-01-LV-011955	Suministro, Montaje, Comisionado, Puesta en Servicio y Obras Civiles para el Autotransformador T2 en la Subestación Changuinola.	2020	3,9 MUSD

2020-2-78-0-08-LV-011952	Suministro, montaje, obras civiles y puesta en operación para la construcción de la nueva línea subterránea Panamá - Cáceres, 115 KV y ampliación de las subestaciones asociadas	2020	4,6 MUSD
2019-2-78-0-08-LP-011847	Consultoría para la elaboración del plan de expansión del sistema de transmisión 2020 - 2034	2020	270.000 MUSD
2019-2-78-0-03-LP-011271	Suministro, montaje, obras civiles y puesta en operación para la construcción de la línea de transmisión de 230 KV Sabanitas - Panamá III y subestaciones asociadas	2020	88,6 MUSD
2020-2-78-0-08-LP-012834	Servicio de Auditoría Externa para ETESA-Auditoría de los Estados Financieros de ETESA-NIIF y Revisiones Trimestrales Interinas para el Período que finaliza 31 de diciembre 2020 y 31 de diciembre 2021	2021	300.000 USD
2021-2-78-0-08-LP-013188	Póliza de seguro de todo riesgo de pérdida física directa o daño físico directo (primera pérdida absoluta-valor acordado) y póliza de seguro de responsabilidad civil general comprensiva (forma amplia)	2021	2,3 MUSD
2021-2-78-0-15-LP-014529	Servicio de Saneamiento de Áreas Contaminadas con Municiones no Detonadas en la Servidumbres donde transcurrirán las Líneas del Proyecto Cuarta Línea de Transmisión Eléctrica-Sector Panamá Oeste	2021	4,9 MUSD
2021-2-78-0-08-LP-013153	Póliza de Seguro Colectivo de Salud y Seguro Colectivo de Vida para los Colaboradores de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) y Jubilados del antiguo I.R.H.E.	2021	3,6 MUSD
2021-2-78-0-04-LV-013730	Servicio de análisis, estudios preliminares y consultoría para la elaboración de estudio de impacto ambiental del proyecto: Línea LT4 Chiriquí Grande-Panama III, 500 KV operando a 230 KV.	2022	2,7 MUSD
2021-2-78-0-03-LV-014988	Suministro, montaje, comisionado, puesta en servicio y obras civiles para la adición de bancos de capacitores de 40 MVAR en la subestación Santa Rita 115 KV	2022	3,3 MUSD
2021-2-78-0-99-LV-014986	Suministro, montaje, comisionado, puesta en servicio para el aumento de capacidad de la línea de transmisión LTII: Veladero-San Bartolo- Llano Sánchez - El Coco - Panamá II	2022	33,6 MUSD

11.6. Análisis de licitaciones de ETESA vigentes y pendientes de adjudicación[16]

N.º de referencia	Descripción	Estado	Importe de ref. (USD)
2022-2-78-0-08-LV-015451	Servicio de consultoría para estudios de avalúos comerciales en el área de servidumbre de paso del proyecto-línea LT4 Chiriquí Grande-Panamá III, 500 KV operando en 230 KV (Cuarta línea)	Por adjudicar desde 28/10/22	3.550.000
2022-2-78-0-15-LV-016054	Suministro, montaje, comisionado, puesta en servicio y obras civiles para la Subestación Gis Burunga 230 Kv	Vigente hasta 02/12/2022	14.074.554,91
2022-2-78-0-04-LV-015845	Suministro, montaje, comisionado, puesta en servicio y obras civiles para la adición del transformador T3 de la Subestación Boquerón III	Vigente hasta 09/12/2022	5.888.352,38
2022-2-78-0-04-LV-016105	Suministro, montaje, comisionado, puesta en servicio y obras civiles para la construcción de la Nueva Línea De Transmisión Mata De Nance - Frontera Lt 230 kv (230-9a/9b/39/10)	Vigente hasta 15/12/2022	34.000.000
2022-2-78-0-99-LP-015389	Suministro de torres de acero galvanizado para repuestos de las líneas de transmisión de ETESA	Por adjudicar desde 16/11/22	2.029.500

[16] A fecha 29/11/2022.

Si desea conocer todos los servicios que ofrece ICEX España Exportación e Inversiones para impulsar la internacionalización de su empresa contacte con:

Ventana Global
913 497 100 (L-J 9 a 17 h; V 9 a 15 h)
informacion@icex.es

Para buscar más información sobre mercados exteriores siga el enlace

www.icex.es

GOBIERNO DE ESPAÑA
MINISTERIO DE INDUSTRIA, COMERCIO Y TURISMO
ICEX España Exportación e Inversiones