Análisis del Mercado
Eléctrico Panameño

MEF MINISTERIO DE ECONOMÍA Y FINANZAS
República de Panamá

Dirección de Análisis Económico y Social

www.mef.gob.pa
mefpanama

Panamá, diciembre de 2017

Ministerio de Economía y Finanzas

Dulcidio De La Guardia

Ministro

Iván Zarak Arias

Viceministro de Economía

Eyda Varela de Chinchilla

Viceministra de Finanzas

Dirección de Análisis Económico y Social

Análisis del Mercado Eléctrico Panameño

Por: Omar Araúz
Eudemia Pérez

Diciembre de 2017

INDICE

Introducción 12

I. Factores relevantes del sector 12

A. Antecedentes 12

1. El periodo previo al monopolio estatal (1886-1960) 13
2. La época del IRHE (1961 - 1998) 14
3. El mercado eléctrico actual (1999 a la fecha) 14

B. Marco regulatorio 14

C. Participación del sector en la economía 16

D. Cobertura del servicio de electricidad 18

II. Mercado Eléctrico 19

A. Generación 19

1. El comportamiento del sector de generación eléctrica 20
2. El Futuro de la Generación Eléctrica en el país 22
3. Inversión 23

B. Transmisión 24

1. Inversión 26

C. Distribución 27

1. Compra de energía eléctrica 28
2. Consumo energético de los clientes 29
3. Inversión 31

III. Costos y precio de la energía eléctrica 32

A. Precio de la electricidad según tecnología 33

B. Precios futuros de la energía eléctrica 34

C. Tarifa eléctrica global 35

IV. Concentración del mercado 36

A. Cuota de Mercado por Empresa 36

B. Índice de Concentración 36

V. Potencial de energía 37

A. Potencial de energía renovable no convencional –ERNC- y otras formas de energía 38

1. Potencial Eólico 38
2. Potencial Solar 39
3. Otros Potenciales Energéticos 39

VI. Comparación internacional del sector eléctrico 41

1. Capacidad instalada del parque de generación 41
2. Consumo per cápita de electricidad 42
3. Costo promedio anual de la electricidad 42

VII. Recomendaciones 43

VIII. Conclusiones 44

Agradecimiento 45

Bibliografía 46

Anexo 47

Estadísticas

Cuadro No. 1. Producto Interno Bruto real de la actividad Suministro de electricidad, gas y agua y participación porcentual en el PIB total: Años 2012 - 2016 16

Cuadro No. 2. Población Económicamente Activa en la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, según nivel educativo: Encuesta de Propósitos Múltiples de marzo 2017 .....

Cuadro No. 3. Capacidad instalada de la matriz energética en Panamá: Años 2012 – 2017.....

Cuadro No. 4. Composición porcentual de la capacidad instalada de la matriz energética en Panamá: Años 2012 – 2017 y estimación 2022.....22

Cuadro No. 5. Costo de generación obligada para ETESA:.....26

Cuadro No. 6. Número promedio de clientes por Distribuidora: Años 2012 – 2016 y primer semestre 2017.....28

Cuadro No. 7. Porcentaje de la energía en contrato y comprada en el Mercado Ocasional por las Distribuidoras: Años 2012 – 2016 y primer semestre de 2017 29

Cuadro No. 8. Demanda de electricidad según tipo de consumidor: Años 2012-2016 y primer semestre de 2017.....29

Cuadro No. 9. Precio futuros de los contratos por energía, según empresa vendedora y distribuidora: Años 2018 – 2026.....34

Cuadro No. 10. Tarifa eléctrica global para clientes regulados, por semestre: Años 2012 – 2017.....35

Cuadro No. 11. Empresas con la mayor participación en el mercado de Contrato y Ocasional de Electricidad en Panamá: Años 2012 – 2016 36

Cuadro No. 12. Estimación del Índice IHH del Mercado Eléctrico Nacional: Año 2016 37

Cuadro No. 13. Volumen máximo promedio de Residuos Sólidos Urbanos, Población y potencial de generación eléctrica, según provincia: Año 2015 40

Cuadro No. 14. Precio promedio anual de la electricidad de los países centroamericanos, por tipo de cliente: Años 2012 - 2015.....43

Ilustraciones

Imagen No. 1. Hechos relevantes del Sistema Eléctrico Nacional 13

Imagen No. 2. Cobertura de luz eléctrica en la República, por provincia: Marzo 2017.....18

Imagen No. 3. Potencial hidroeléctrico del País 37

Imagen No. 4. Potencial de las ERNC y Otras Energías.....39

Imagen No. 5. Ubicación del yacimiento de Turba en Panamá.....40

Gráficas

Gráfica No. 1. Crecimiento del Producto Interno Bruto real total y del Suministro de Electricidad, gas y agua: Años 2012 – 2016 17

Gráfica No. 3. Distribución porcentual de la capacidad instalada del parque de generación nacional: Años 2012 y 2016 20

Gráfica No. 4. Generación eléctrica, según tipo de tecnología, por mes: 21

Gráfica No. 5. Precipitaciones pluviales por mes, promedio y costos marginales de generación, por mes: Años 2012 – 2017 22

Gráfica No. 6. Pronóstico de la demanda por energía eléctrica a nivel Nacional: Años 2011 – 2016 y estimaciones 2017 - 2031 23

Gráfica No. 7. Inversión en generación eléctrica, según tipo de generadora: 24

Gráfica No. 8. Energía recibida y entregada por la Empresa de Transmisión Eléctrica y porcentaje de pérdida de energía: Años 2011 - 2016 25

Gráfica No. 9. Generación eléctrica mediante plantas hidráulica y pérdidas en transmisión, por mes: Años 2012 – Junio 2017 25

Gráfica No. 10. Inversión en transmisión eléctrica: Años 2000 – 2016 26

Gráfica No. 11. Distribución porcentual de los clientes de las tres distribuidoras, según tipo de consumidor: Año 2016 28

Gráfica No. 12. Variación porcentual del consumo de electricidad residencial y comercial, por mes: Años 2015 – 2017 30

Gráfica No. 13. Variación porcentual promedio del consumo residencial de electricidad entre 301 y 1000 kWh, por semestre: Año 2016 y 2017 31

Gráfica No. 14. Inversión de las Distribuidoras de energía eléctrica: Años 2000 - 2016 31

Gráfica No. 15. Costo variable promedio de generación y precio del petróleo West Texas Intermediate, por mes: Años 2012 - 2017 32

Gráfica No. 16. Precios monómicos promedio ponderados de los contratos de electricidad de las tres distribuidoras y precio de la energía eléctrica en el Mercado Spot, por mes: Años 2012 - 2017 33

Gráfica No. 17. Precio monómico promedio por tipo de tecnología: Mayo 2013 - Junio 2017 34

Gráfica No. 18. Capacidad energética instalada en los países centroamericanos: Años 2012 - 2015 41

Gráfica No. 19. Consumo per cápita de energía eléctrica en los países centroamericanos: Años 2012 - 2015 42

Notas aclaratorias

En caso de utilizar el material contenido en este informe, agradeceremos citar la fuente o acreditar la autoría al Ministerio de Economía y Finanzas.

Signos convencionales que se emplean con mayor frecuencia en la publicación:

.	Para separar decimales.
,	Para la separación de millares, millones, etc.
..	Dato no aplicable al grupo o categoría.
…	Información no disponible.
-	Cantidad nula o cero.
0 0.0 0.00	Cuando la cantidad es menor a la mitad de la unidad o fracción decimal adoptada para la expresión del dato.
(P)	Cifras preliminares o provisionales.
(R)	Cifras revisadas.
(E)	Cifras estimadas.
n.c.p.	No clasificable en otra parte.
n.e.	No especificado.
n.e.p.	No especificado en otra partida.
n.e.o.c.	No especificado en otra categoría.
n.e.o.g.	No especificado en otro grupo.
n.i.o.p.	No incluida en otra partida.
B/.	Balboa, unidad monetaria del país.

Debido al redondeo del computador, la suma o variación puede no coincidir con la cifra impresa.

Lista de siglas y abreviaturas

ASEP	Autoridad Nacional de los Servicios Públicos
ACP	Autoridad del Canal de Panamá
CND	Centro Nacional de Despacho
CNE	Consejo Nacional de Energía
CCIAP	Cámara de Comercio, Industria y Agricultura de Panamá
CRIE	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
CSUCA	Consejo Universitario Centroamericano
EDEMET	Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A.
EDECHI	Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S. A.
ENSA	Elektra Noreste, S.A.
ETESA	Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A
ERNC	Energía renovable no convencional
FACE	Fondo de Compensación Energética
FET	Fondo de Estabilización Tarifaria
GW	Gigawatts
GWh	Gigawatts hora
ICP	Interconexión Colombia Panamá
INEC	Instituto Nacional de Estadística y Censo
IRHE	Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación
kW	Kilowatts
kWh	Kilowatts hora
msnm	Metros sobre el nivel del mar
MEF	Ministerio de Economía y Finanzas
MW	Megawatts
MWh	Megawatts hora
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
PAIRCA	Programa de Apoyo a la Integración Regional Centroamérica
PEN	Plan Energético Nacional
PIB	Producto Interno Bruto
SIEE	Sistema de Información Económico Energético
SER	Sistema Eléctrico Regional
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SNE	Secretaría Nacional de Energía
SNT	Sistema Nacional de Transmisión
UEP	Unión Eólica Panameña Penonomé 1, S.A.
UREE	Uso Racional y Eficiente de la Energía

Análisis del Mercado Eléctrico Panameño

Introducción

El mercado eléctrico brinda un apoyo fundamental al desarrollo del país, pues con el bienestar de los sectores productivos y las familias, aunado a los aportes directos a la economía nacional que para 2016 representaron un 4% del total del Producto Interno Bruto,

La capacidad instalada del parque de generación eléctrica cuenta actualmente con un 62.2% de Energía Renovable no Convencional (ERNC). En menos de cinco años, las ERNC se incrementaron 29.2% gracias a las inversiones en plantas de generación eólicas (B/.438.4 millones en tres años) y fotovoltaicas (B/.20.4 millones en cuatro años).

Desde la creación del mercado eléctrico en el país mucho ha evolucionado hasta el estado en que lo conocemos actualmente, donde el Estado ha jugado un rol elemental en la implementación de políticas públicas que han contribuido a incentivar la inversión privada y fomentar la eficiencia en la generación y el consumo mediante leyes como la de Uso Racional y Eficiente de la Energía (URRE)[1], lo mismo que la guía de construcción sostenible para el ahorro energético[2].

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

El mercado eléctrico, posee características únicas, ya que no existe la capacidad de almacenar inventarios para venderlos posteriormente, por lo que la demanda debe ser atendida a todo el país las 24 horas, los 365 días del año.

La primera parte de este informe, contiene un breve recuento de factores relevantes de la industria eléctrica, entre ellos, algunos antecedentes, el marco regulatorio, participación del sector en la economía y la cobertura del servicio de electricidad. La segunda, se refiere a la conformación del mercado eléctrico, a saber, generación, transmisión y distribución de la electricidad. La tercera, hace referencia a los costos y precios de la energía eléctrica. Seguido, en la cuarta, se trata la concentración del mercado. En la quinta parte, se habla del potencial de energías renovables no convencionales y otras formas de energía, y en la sexta se aborda la comparación internacional del sector eléctrico, para finalizar con algunas conclusiones y recomendaciones que puedan ser un aporte a tan importante sector.

Para el abordaje de este trabajo se utilizaron distintas fuentes de información, entre ellas, estadísticas provenientes de: Instituto Nacional de Estadística y Censo (INEC), Empresa de Transmisión Eléctrica (ETESA), Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), Secretaría Nacional de Energía (SNE) y Centro Nacional de Despacho (CND). Para el mercado eléctrico regional se utilizó la información del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA). También se realizaron entrevistas con funcionarios del Centro Nacional de Despacho, ETESA, ASEP y por parte de los grandes consumidores a la Cámara de Comercio, Industria y Agricultura de Panamá (CCIAP).

I. Factores relevantes del sector

A. Antecedentes

El Sector Eléctrico Panameño ha evolucionado en tres etapas distinguibles: de 1886 a 1960 el servicio público de electricidad lo brindaba un grupo de pequeñas empresas tanto en las ciudades de Panamá, Colón y en el resto de las provincias; el periodo comprendido entre 1961 a 1998 el servicio fue prestado por el monopolio estatal representado por el Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE) y finalmente en el periodo posterior al IRHE (hasta la actualidad), en donde se libera el mercado de generación, el Estado mantiene el control de la transmisión eléctrica y da en concesión la distribución.

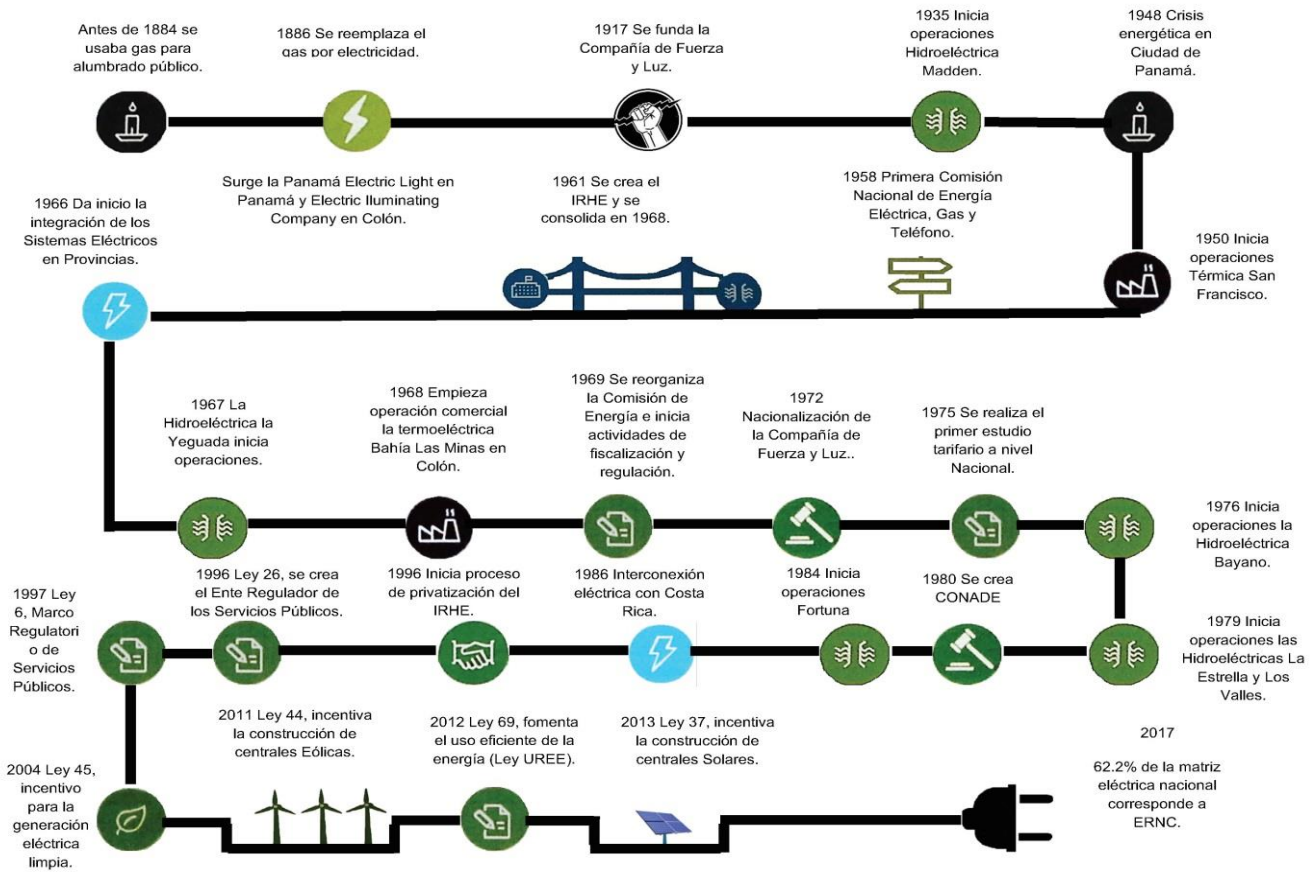
Este apartado, fue desarrollado basado en los principales hechos históricos del sector eléctrico que expone el Ensayo “100 años de historia de los servicios públicos de electricidad en la República de

[1] Ley No. 69 del 12 de octubre de 2012.

[2] Resolución N.3142 del 17 noviembre de 2016, Secretaria Nacional de Energía.

Panamá" del autor Ramón Argote (2003) publicado por la Universidad Tecnológica de Panamá[3] así como la revisión del marco regulatorio compilado por las principales instituciones públicas del Sector Eléctrico.

Imagen No. 1. Hechos relevantes del Sistema Eléctrico Nacional



Fuente: Extraído del estudio 100 años de historia de los servicios públicos de electricidad en la República de Panamá, Ramón O. Argote, Universidad Tecnológica de Panamá, 2003 y SNE.

1. El periodo previo al monopolio estatal (1886-1960)

Para el año 1903 en las ciudades de Panamá y Colón existía un gran número de plantas eléctricas, en particular, en la ciudad de Panamá el servicio era prestado por la empresa Panamá Electric Light Company mientras que en la ciudad de Colón operaba Colon Electric Iluminating Company.

Es durante este periodo que se funda la Compañía de Fuerza y Luz (1917) la cual negocia un contrato con el Gobierno Panameño para suplir en la República de Panamá el servicio de electricidad y hacer funcionar sistemas de comunicación telefónica. La mayoría de las empresas prestadoras del servicio público de electricidad traspasaron a la Compañía de Fuerza y Luz los derechos y obligaciones que habían adquirido con la República de Panamá. En las provincias centrales (Veraguas, Coclé, Los Santos, entre otras), Chiriquí y Bocas del Toro, el servicio de electricidad se siguió prestando mediante contratos individuales.

En 1935 inicia operaciones la hidroeléctrica Madden construida por la Panamá Canal Company, cuyo propósito principal era la navegación y producción eléctrica para sus operaciones. Es también por esta

[3] Argote, Ramón. 100 años de historia de los servicios públicos de electricidad en la República de Panamá, Universidad Tecnológica de Panamá, 2003. Disponible en http://revistas.utp.ac.pa/index.php/id-tecnologico/article/view/123

época que se da una crisis energética en la ciudad de Panamá, producto de una avería en uno de los principales generadores que abastecían la ciudad.

La Compañía Panameña de Fuerza y Luz en 1950 siguió consolidando su presencia en el mercado panameño al inaugurar la Central Termoeléctrica San Francisco en San Francisco de la Caleta en la provincia de Panamá a un costo de B/.2.6 millones y una capacidad de generación de 7,500 KVA.

Con el fin de recibir un mejor servicio público de electricidad y mejores precios, el Gobierno crea la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, Gas y Teléfonos mediante el Decreto Ley 31 de 1958. Sin embargo, la Comisión no cumple a plenitud su papel de regulador ya que se anteponen los intereses de la Compañía de Fuerza y Luz.

2. La época del IRHE (1961 - 1998)

En la mayoría de los países de América Latina se venía dando la nacionalización de las empresas eléctrica y Panamá no fue la excepción.

El IRHE surgió con la Ley 37 de 1961, sin embargo, no es sino hasta 1969 con la modificación de la Ley orgánica del IRHE y con la nacionalización de la Compañía de Fuerza y Luz que el Instituto consolida su posición como única empresa estatal prestadora de los servicios de electrificación a nivel nacional. Es durante este periodo que el IRHE inicia una campaña agresiva de expansión de su servicio a nivel nacional integrando el Sistema Eléctrico en todas las provincias e invirtiendo en generación eléctrica.

En los años posteriores a la consolidación del IRHE como único prestador del servicio de electricidad en todo el país, se realiza el primer estudio tarifario a nivel nacional, tomando como base el impacto de las nuevas centrales hidroeléctricas. Es en 1980 que surge la Comisión Nacional de Energía (CONADE) mediante Decreto Ejecutivo 20 del 4 de septiembre de 1980, como un organismo asesor del Órgano Ejecutivo en materia de Política Nacional Energética. Esta entidad vino a reemplazar las actividades de regulación, en particular en materia tarifaria, que el IRHE había asumido desde 1974 al eliminar la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, Gas y Teléfonos.

3. El mercado eléctrico actual (1999 a la fecha)

Con la Ley 6 del 9 de febrero de 1995 se da inicio en Panamá al proceso de privatización de la empresa estatal encargada de brindar el servicio de electricidad en el país. En esta Ley se permite de forma parcial la participación de empresas privadas en el mercado de generación eléctrica, misma que estaba a cargo de la empresa estatal. El proceso de privatización se materializa de forma integral con la promulgación de la Ley 26 de 1996 que crea el Ente Regulador de los Servicios Públicos y con la Ley 6 del 3 de febrero de 1997 que establece el marco regulatorio e Institucional para la prestación del servicio público de electricidad.

De cara a los nuevos desafíos que el Sector Eléctrico Panameño enfrentaba en materia de eficiencia energética y ante los altos precios del petróleo, en el 2004 se promulga la Ley 45 de 4 de agosto de 2004 que incentiva las inversiones en plantas de generación hidráulicas y otras fuentes renovables. Esta iniciativa continuó con dos leyes más (Ley 44 de 25 de abril de 2011 y Ley 37 de 10 de junio de 2013), que crearon un nuevo régimen de incentivos para fomentar las inversiones en generación eólica y mediante plantas fotovoltaicas. Además se creó la Ley sobre Uso Racional y Eficiente de la Energía (Ley 69 de 12 de octubre de 2012) como respuesta a la necesidad de alcanzar la eficiencia en el consumo.

B. Marco regulatorio[4]

El desarrollo del mercado eléctrico como lo conocemos actualmente, ha tenido su impulso principalmente en el desarrollo de leyes que han introducido cambios en su estructura organizacional y que han establecido las reglas del juego que permiten un sector más eficiente y competitivo.

[4] Los documentos son accesibles desde la página web de la Secretaría Nacional de Energía en las siguientes direcciones: http://www.energia.gob.pa/Legislaciones-Energia y http://www.asep.gob.pa/index.php?option=com_content&view=article&id=143&Itemid=130, http://www.asep.gob.pa/electric/Anexos/plan_expan12/TOMO_I/ANEXO_I_9.pdf.

Hasta antes de 1961, el servicio de suministro de electricidad estaba en manos de empresas privadas que brindaban el servicio a entidades públicas, alumbrado público y algunas industrias en desarrollo[5].

Es con la Ley 37 de 31 de enero de 1961 que el Estado Panameño inicia el proceso de estatización del sector eléctrico mediante la creación del IRHE, misma que fue subrogada por el Decreto de Gabinete 235 de 30 de julio de 1969 que constituye el IRHE como un organismo autónomo dotado de su propio patrimonio y capacidad para promover el desarrollo de la energía eléctrica en el país.

El proceso de privatización del servicio público de electricidad se inicia con la aprobación de la Ley 6 del 9 de febrero de 1995 (que modifica el Decreto de Gabinete No. 235 de 30 de julio de 1969, que subroga la ley 37 de 31 de enero de 1961, orgánica del IRHE), permitiendo la participación de la empresa privada en el proceso de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica mediante concesiones, contratos y licencias.

Al año siguiente, mediante la Ley 26 de 29 de enero de 1996, se crea el Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP), encargado de la recolección, ordenamiento, sistematización y publicación de la información estadística correspondiente al sector eléctrico del país.

Con la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad. Con esta ley, se reestructura el IRHE y el sector eléctrico formándose 8 empresas: cuatro de generación eléctrica, tres de distribución eléctrica (Elektra Noreste, S.A., Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A. - EDEMET y Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. – EDECHI) y una de transmisión (Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. - ETESA).

Con la reestructuración, el IRHE desaparece como empresa estatal, pero continuó brindando el servicio eléctrico hasta tanto se completó la venta y privatización de las siete empresas, con excepción de ETESA.

Seguidamente, el Estado creó la Comisión de Política Energética, adscrita al Ministerio de Economía y Finanzas (MEF), en el artículo 7 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y la Oficina de Electrificación Rural mediante Decreto Ejecutivo No. 29 del 27 de agosto de 1998, dependencias del Ministerio de la Presidencia de la República con el fin de mejorar la cobertura nacional y la calidad de vida de la población.

Las normas para subsidiar el consumo básico o de subsistencia de los clientes del servicio público de electricidad se establece en la Ley 15 de 7 de febrero de 2001.

Con la Ley No. 45 de 4 de agosto de 2004 se establecen incentivos para la construcción y desarrollo de centrales minihidroeléctricas, hidroeléctricas, geotermoeléctricas, particulares de fuentes nuevas, renovables y limpias. Además, contribuye al desarrollo del país promoviendo la inversión, generando fuentes de trabajo, desarrollando las áreas rurales deprimidas, proteger el ambiente, disminuir los efectos ambientales y optimizar los recursos naturales.

Se crea la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos -ASEP- (antes, Ente regulador de los servicios públicos) mediante el Decreto Ley 10 de 22 de febrero del 2006, como organismo autónomo del Estado, encargado de regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, electricidad, telecomunicaciones, radio y televisión, así como los de transmisión y distribución de gas natural.

Mediante el Decreto Ejecutivo No. 45 de 10 de junio de 2009 se reglamenta el Régimen de los Incentivos para el Fomento de Sistemas de Generación Hidroeléctrica y otras Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias, contemplados en la Ley No. 45 de 4 de agosto de 2004.

Con la Ley No. 42 de 20 de abril de 2011, se establecen los lineamientos para la política nacional sobre biocombustibles y energía eléctrica a partir de biomasa en el territorio nacional.

Por otro lado, se reorganiza la Secretaría Nacional de Energía (SNE) como una entidad del Órgano Ejecutivo, adscrita al Ministerio de la Presidencia, mediante la Ley No. 43 de 25 de abril de 2011, que establece entre sus funciones diseñar un Plan Energético Nacional (PEN) de largo plazo, para guiar las decisiones que la nación deberá adoptar para asegurar un suministro de energía adecuado y seguro,

[5] Entre las empresas se puede mencionar la Compañía Panameña de Fuerza y Luz, para las de ciudades de Panamá y Colón y para el interior del país: Hidroeléctrica de La Chorrera, S.A., Hidroeléctrica de El Valle, S.A., Panamá Eléctrica, S.A., Compañía Eléctrica del Interior S.A., Santiago Eléctrica, S.A y Empresas Eléctricas de Chiriquí.

que permita el crecimiento sostenido de la calidad de vida de los ciudadanos, en línea con los retos y desafíos que plantea la inserción de nuestro país en la economía global.

El régimen de incentivos para el fomento de la construcción y explotación de centrales eólicas destinadas a la prestación del servicio público de electricidad se establece mediante la Ley No. 44 de 25 de abril de 2011 (modificada por la Ley 18 de 26 de marzo de 2013).

En tanto, 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 se establece mediante la Ley 41 de 2 de agosto de 2012.

Con la Ley 43 de 9 de agosto de 2012 se reforma la Ley 6 de 1997, que dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad. La misma hace referencia a la compra de potencia y/o energía a empresas nacionales o extranjeras, que consideran criterios de compra específicos para adjudicar contratos de suministro para el abastecimiento de la demanda con base en tecnología de generación (existente o futura) que responda a contrataciones requeridas por criterios de política energética.

Los lineamientos generales de la política nacional para el uso racional y eficiente de la energía en el territorio nacional se dan con la Ley 69 de 12 de octubre de 2012. Con esta ley se fomenta la competitividad de la economía nacional, facilita la adopción de políticas, promueve líneas de financiamiento, desarrolla y propaga productos economizadores de energía, promueve técnicas y tecnologías nuevas y eficientes en el consumo energético, prácticas eficientes en el proceso productivo y en el uso de equipos consumidores de energía que resulten económicamente factibles. Esta ley fue reglamentada con el Decreto 398 de 19 de junio de 2013.

El régimen de incentivos para el fomento de la construcción, operación y mantenimiento de centrales y/o instalaciones solares se dictaminó mediante la Ley 37 de 10 de junio de 2013. Esta ley propicia la diversificación de la matriz energética y establece un marco legal que fomenta el desarrollo de la energía solar en todas sus formas y usos.

La Ley 18 de 26 de marzo de 2013 es el marco base de funcionamiento del Sector Eléctrico, modifica y adiciona artículos a la Ley 44 de 2011, relativos a las centrales eólicas destinadas a la prestación del servicio público de electricidad. Establece el régimen a que están sujetas las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad, así como las actividades normativas y de coordinación consistentes en la planificación de la expansión, operación integrada del sistema interconectado nacional, regulación económica y fiscalización.

C. Participación del sector en la economía

La participación del Suministro de Electricidad, gas y agua en el PIB total de la República de Panamá en el quinquenio 2012 a 2016 fue en promedio de 3.7%, alcanzando un 4.0% en 2016. También es importante destacar el papel fundamental que tiene esta actividad en el desarrollo económico del país pues sus servicios son utilizados por los sectores productivos y los hogares.

Cuadro No. 1. Producto Interno Bruto real de la actividad Suministro de electricidad, gas y agua y participación porcentual en el PIB total: Años 2012 - 2016

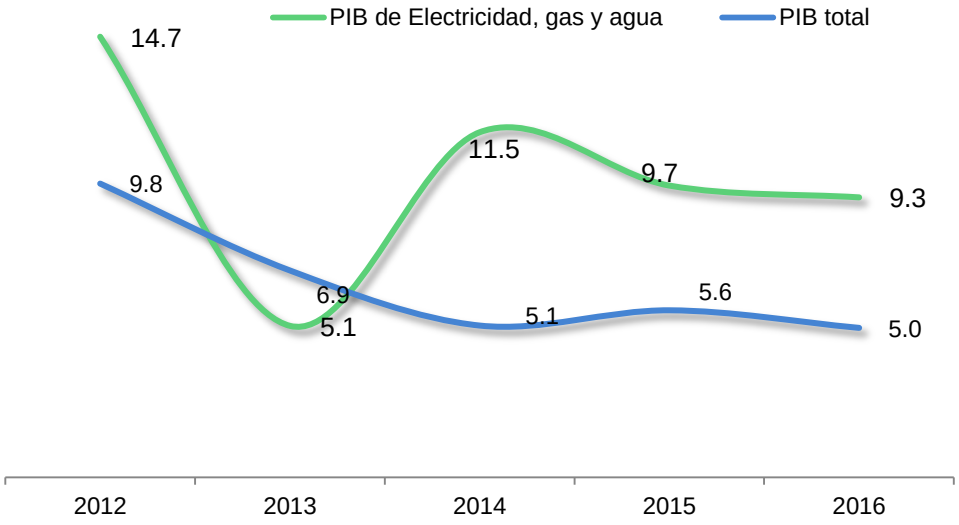
Año	Producto Interno Bruto (En millones de balboas)	Participación porcentual
2012	1,087.9	3.6
2013	1,142.9	3.5
2014	1,274.5	3.7
2015	1,398.6	3.9
2016 (E)	1,529.2	4.0

Fuente: Instituto Nacional de Estadística y Censo.

En los últimos cinco años, el crecimiento del PIB de la Actividad del Suministro de Electricidad, gas y agua reflejó un comportamiento superior al registrado en el total del país, con excepción de 2013. A principios del 2014 (marzo), el Gobierno anunció medidas obligatorias de ahorro energético y de auto abastecimiento por el daño ocurrido a la planta de generación termoeléctrica de la compañía **PAN AM** Generating, Ltd y por el bajo nivel de los principales embalses. Esto ocasionó mayor importación de energía (150.9%) y aumento en los costos marginales (2.7%) por la mayor compra en el mercado ocasional (20.4%), provocando alza en el precio de la electricidad para los consumidores. El Estado incrementó los recursos del Fondo de Estabilización Tarifaria (27.9% o B/.22.1 millones) y del Fondo de Compensación Energética (156.2% o B/.105.8 millones) para mitigar el encarecimiento.

Gráfica No. 1. Crecimiento del Producto Interno Bruto real total y del Suministro de Electricidad, gas y agua: Años 2012 – 2016

(En porcentaje)



Fuente: Instituto Nacional de Estadística y Censo.

A partir de 2014, el crecimiento del PIB de electricidad fue superior (11.5%) al nacional y en 2016 fue casi el doble (9.3%) del PIB nacional (5.0%). Para 2016, dos fueron los factores claves en el incremento del valor agregado del suministro de electricidad, gas y agua: la disminución en los precios del petróleo, que redujo los costos marginales de generación eléctrica en 33.7% y la mayor producción de electricidad mediante fuentes renovables (67.2% del total generado).

Cabe resaltar que la demanda de energía en los últimos años en Panamá ha ido al alza relacionándose su comportamiento con el crecimiento económico del país. Existen evidencian que vinculan el nivel de bienestar de la población con el grado de desarrollo económico de los países, aunque no es una relación siempre proporcional, puede cambiar en el tiempo conforme se consolida la economía[6].

El impacto económico de la Actividad Suministro de Electricidad, gas y agua, también se registra en el mercado laboral. Es así que según información proporcionada por el Instituto Nacional de Estadística y Censo, en la Encuesta de Propósitos Múltiples de marzo de 2017, la población económicamente activa de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado era de 5,402 personas, de las cuales 5,014 estaban ocupadas y 388 o 7.2% desocupadas. Esta población registró un crecimiento promedio de 11.2% de 2013 a la fecha.

La población activa en la rama de actividad de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, en sus diferentes niveles, en su mayoría poseen estudios secundarios (1,511 o 32.4%) y universi-

[6] Plan Energético Nacional 2015 - 2050: "Panamá el Futuro que queremos". Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, marzo de 2017. Disponible en http://www.pa.undp.org/content/dam/panama/docs/Documentos_2017/undp-pa-atlas-energia.pdf

tarios (1,564 o 33.4%), mismos que se encuentran totalmente ocupados por la necesidad del sector de contar con mano de obra especializada.

Cuadro No. 2. Población Económicamente Activa en la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, según nivel educativo: Encuesta de Propósitos Múltiples de marzo 2017

Nivel educativo	Población Económicamente Activa					
	Total		Ocupados		Desempleados	
	Número	Porcentaje	Número	Porcentaje	Número	Porcentaje
Total.....	4,666	100.00	4,367	100.00	299	100.00
Primaria Incompleta.....	92	2.0	92	2.1	0	-
Primaria Completa.....	306	6.6	29	0.7	277	92.6
Algún año de Vocacional.....	16	0.3	16	0.4	0	-
Secundaria Incompleta.....	705	15.1	683	15.6	22	7.4
Secundaria Completa.....	1,511	32.4	1,511	34.6	0	-
Educación Superior Universitaria	1,564	33.5	1,564	35.8	0	-
Estudios de Maestría.....	472	10.1	472	10.8	0	-

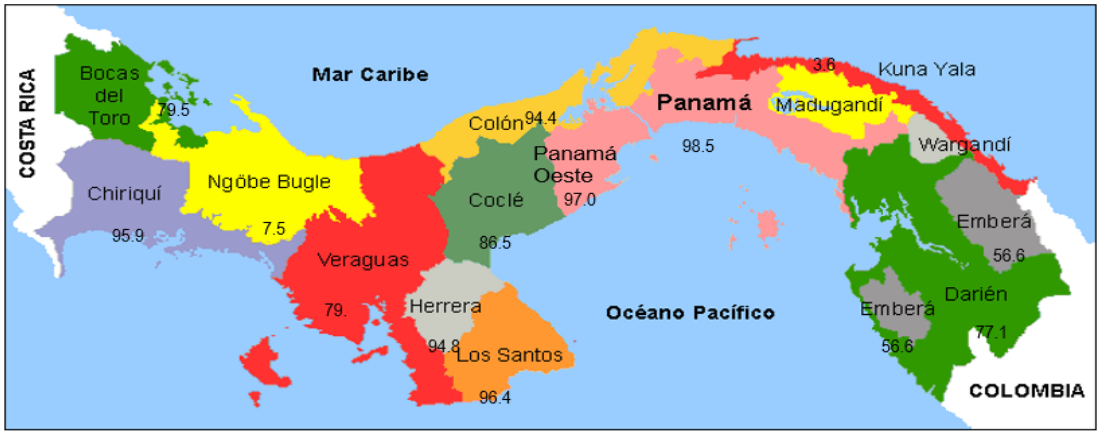
Fuente: Dirección de Análisis Económico y Social con información de la Encuesta de Propósitos Múltiples de marzo 2017 del INEC.

D. Cobertura del servicio de electricidad

Según información proporcionada por el INEC, en la Encuesta de Propósitos Múltiples de marzo de 2017, se contabilizó un total de 1,123,205 viviendas existentes en el país, de las cuales un 91.2% contaba con acceso a instalaciones eléctricas. Sin embargo, esta distribución no es homogénea en todas las provincias y comarcas indígenas del país; mientras que en la provincia de Panamá un 98.5% dispone de electricidad dentro de la vivienda, en Darién sólo el 77.1%. En el caso de las comarcas, en la Emberá el 56.6% de las viviendas cuentan con electricidad, en tanto, que en la Ngäbe Buglé y Guna Yala solo el 7.5% y 3.6% respectivamente, disponen de electricidad procedente de las compañías distribuidoras[7].

Imagen No. 2. Cobertura de luz eléctrica en la República, por provincia: Marzo 2017

(En porcentaje)



Fuente: Dirección de Análisis Económico y Social con información de la Encuesta de Propósitos Múltiples de marzo 2017 del INEC.

[7] En su mayoría, estas comarcas se abastecen de otras fuentes de energía como: Guna Yala, 76.8% panel solar; Emberá, 13.1% querosén y 18.2% panel solar; y la Ngäbe Buglé, 68.7% utiliza linterna y 18.6% panel solar.

II. Mercado Eléctrico

En Panamá, el mercado eléctrico, al igual que en otros países, está conformado por tres tipos de empresas que juegan distintos roles: los participantes productores, los consumidores y los que transportan la energía eléctrica de los principales centros de producción. El Centro Nacional de Despacho define el papel de estos participantes de la siguiente manera[8].

- **Productores**: Son aquellos que producen energía para su venta a nivel mayorista. Estos participantes Productores los podemos clasificar en Generador (persona natural o jurídica que produce energía eléctrica para ser comercializada), Autogenerador (persona natural o jurídica que produce y consume energía eléctrica en un mismo predio, para atender sus propias necesidades y la energía que no usa la comercializa o transporta con terceros o asociados; pero que puede vender excedentes a ETESA y a otros agentes del mercado), Cogenerador (persona natural o jurídica que produce energía eléctrica como subproducto de un proceso industrial y cuya finalidad primaria es producir bienes o servicios distintos la energía eléctrica, puede vender energía a ETESA y a otros agentes del mercado) y la Interconexión Internacional (conjunto de transacciones relacionadas con la transferencia de energía y potencia entre países).
- **Consumidores**: Son aquellos que compran energía eléctrica a nivel mayorista para consumo propio o de sus clientes minoristas. Los participantes Consumidores los podemos clasificar en: Distribuidor (persona natural o jurídica, titular de una concesión para la prestación del servicio de distribución de energía.) y Gran Cliente (persona natural o jurídica, con una demanda máxima superior a cien (100) kW por sitio, cuyas compras de electricidad se pueden realizar a precios acordados libremente o acogerse a las tarifas reguladas).
- **Transportista**: Persona natural o jurídica titular de una concesión para la transmisión de energía eléctrica. La única empresa transportista del Mercado Eléctrico panameño es la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

A. Generación

Actualmente el mercado eléctrico panameño tiene 51 empresas que producen energía eléctrica para ser comercializada. El parque de generación eléctrica cuenta con 3,244.9 MW de potencia al mes de junio de 2017. En los últimos cinco años la capacidad instalada de generación ha crecido en promedio 7.3%, dado las exigencias del crecimiento de la economía y de la demanda máxima por potencia.

Cuadro No. 3. Capacidad instalada de la matriz energética en Panamá: Años 2012 – 2017

(En MW)

Tipo de generación	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Total, capacidad instalada....	2,312.3	2,347.2	2,709.2	2,989.2	3,143.3	3,244.9
Generación hidráulica.....	1,387.9	1,422.8	1,563.1	1,614.1	1,672.0	1,700.5
Generación térmica	775.2	775.2	915.2	987.2	1,007.5	1,051.6
Generación Eólica	--	--	--	205.0	270.0	270.0
Generación Fotovoltaica.....	--	--	--	9.3	20.2	49.2
Aportes ACP (mixto).....	149.3	149.3	230.9	173.6	173.6	173.6

Fuente: Centro Nacional de Despacho, ETESA.

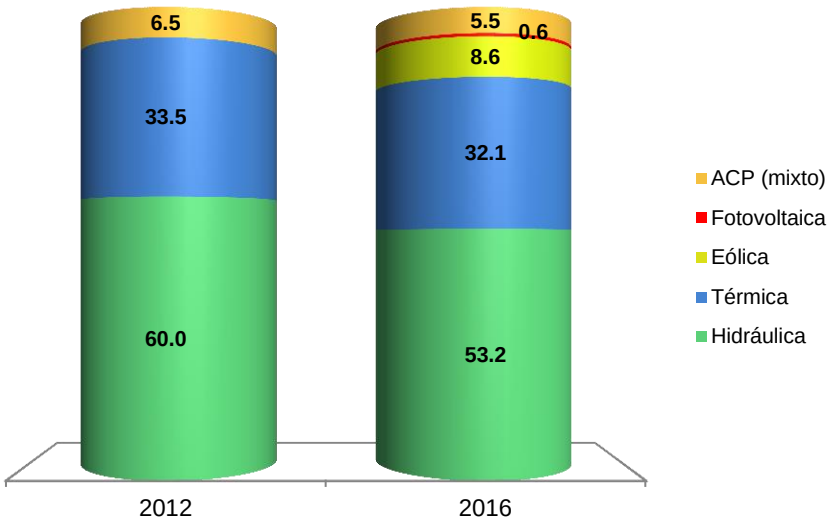
Lo novedoso de este periodo es que la matriz energética del país ha iniciado un proceso de diversificación, en particular con Energías Renovables no Convencionales, conocidas por sus siglas como las ERNC. Esta mayor diversificación atiende a las reformas realizadas en el sector eléctrico mediante leyes que incentivan el uso y la inversión en las ERNC, por ejemplo, la Ley 18 de 26 de marzo de 2013 que modifica y adiciona artículos a la Ley No. 44 de 25 de abril de 2011, relativa a las centrales eólicas destinadas a la prestación del servicio público de electricidad y dicta otras disposiciones. Otra Ley que insidió en esta mayor diversificación de la matriz energética es la Ley 37 de 10 de junio de 2013, la cual

[8] Centro Nacional de Despacho, Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. Disponible en http://www.cnd.com.pa/participantes.php

establece el régimen de incentivos para el fomento de la construcción, operación y mantenimiento de centrales y/o instalación solar.

Del 2015 a la fecha, más del 60% de la capacidad instalada del Sistema Interconectado Nacional (SIN) está compuesta por fuentes de generación renovable de manera diversificada; hasta antes del 2015 solo se contaba con generación hidráulica como renovable. Para 2016 un 9.2% fue el aporte de las plantas eólicas y fotovoltaicas a la capacidad instalada.

Gráfica No. 2. Distribución porcentual de la capacidad instalada del parque de generación nacional: Años 2012 y 2016



Fuente: Centro Nacional de Despacho, ETESA.

La generación bruta de energía eléctrica en los últimos cinco años se ha incrementado a una tasa promedio de 7.0%. Siendo la de mayor crecimiento la generación mediante centrales hidroeléctricas (12.4%) y en los últimos dos años las centrales eólicas (156.9%) y fotovoltaicas (660.0%).

1. El comportamiento del sector de generación eléctrica

El sector de generación eléctrica durante el último quinquenio ha exhibido fortalezas y debilidades, mismas que describimos seguidamente:

Fortalezas

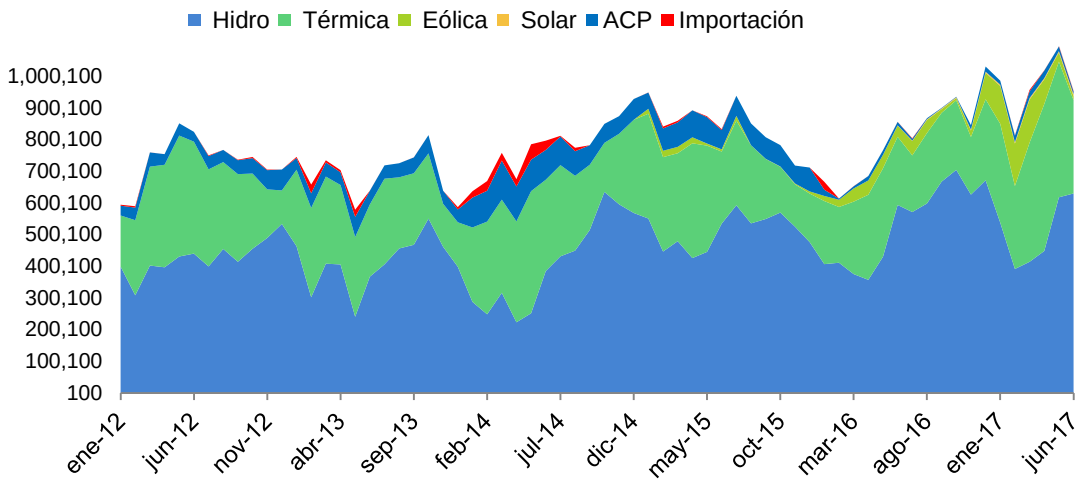
- Aumento de la capacidad instalada: Entre 2012 y 2016 la capacidad instalada del parque de generación se incrementó en 831.0 MW o 35.9% más. El 55.7% de esta potencia adicional fue aportado por proyectos hidroeléctricos de pasada (16 proyectos en total). De diciembre de 2016 a junio de 2017 la capacidad instalada creció 3.2% y en su mayoría fueron plantas fotovoltaicas y la entrada en operaciones de la hidroeléctrica del embalse Barro Blanco en la provincia de Chiriquí.
- Política energética que impulsa la diversificación de la matriz energética y el uso de energía renovables, al respecto tenemos:
    - Hidráulicas: Ley No. 45 de 4 de agosto de 2004, que establece un régimen de incentivos para el fomento de sistemas de generación hidroeléctrica y de otras fuentes nuevas, renovables y limpias, y dicta otras disposiciones. Reglamentada mediante Decreto Ejecutivo No. 45 de 10 de junio de 2009.
    - Eólicas: Ley No. 44 de 25 de abril de 2011, que establece el régimen de incentivos para el fomento a la construcción y explotación de centrales eólicas destinadas a la prestación del servicio público de electricidad. Esta Ley fue modificada por la Ley 18 de 26 de marzo de 2013.

- Fotovoltaicas: Ley 37 de 10 de junio de 2013, que establece el régimen de incentivos para el fomento de la construcción, operación y mantenimiento de centrales y/o instalaciones solares.
- Biomasa y biocombustibles: Ley No. 42 de 20 de abril de 2011, que establece lineamientos para la política nacional sobre biocombustibles y energía eléctrica a partir de biomasas en el territorio nacional.

➢ Mayor flujo de energía limpia: De enero de 2012 a junio de 2017 el Sistema Interconectado Nacional (SIN) se ha abastecido en un 61.6% de las llamadas Energía Renovables no Convencionales (ERNC). Entre 2012 y 2013 la generación mediante ERNC en su totalidad fue realizada por plantas de generación hidráulicas (58.6%); para el 2014 el aporte de las centrales eólica y fotovoltaicas sumaban el 1.5% en promedio de las ERNC. Para el 2015 los aportes de las generadoras solares y eólica aumentaban a un 3.3% y alcanzaban el 5.3% en 2016. Cabe destacar que el mayor potencial de ambas tecnologías se materializa los primeros meses del año (enero – abril) ya que hay una mayor incidencia de los vientos y el sol por la temporada de la estación seca. Para el 2017 los aportes en particular de las centrales eólicas se han visto reducidos por una menor incidencia de los vientos en el área central del país.

Gráfica No. 3. Generación eléctrica, según tipo de tecnología, por mes:
Enero 2012 – Junio 2017

(En MWh)



Fuente: Centro Nacional de Despacho, ETESA.

Debilidades

➢ **Fenómenos climáticos y el cambio climático afectaron la generación eléctrica**:

Durante el quinquenio se dio una disminución significativa en las precipitaciones pluviales, en particular desde el 2013 (17.8% en promedio), agravándose con la presencia del Fenómeno de El Niño (desde diciembre de 2015 a mayo de 2016, 26.7%) en que las lluvias fueron casi nulas.

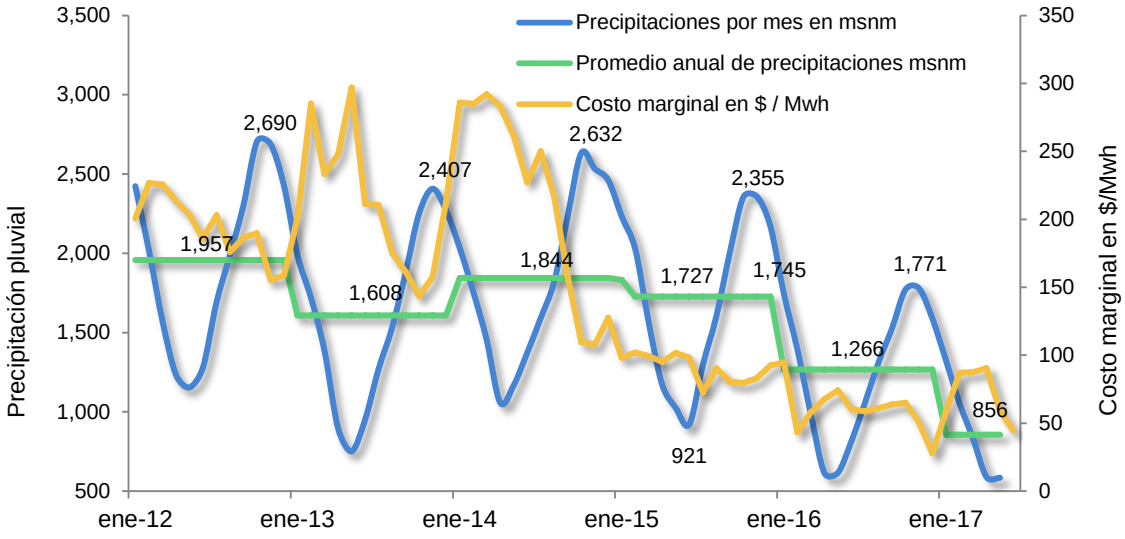
Como consecuencia de los acontecimientos climatológicos antes expuestos, los costos marginales de generación entre enero y mayo de 2013 se incrementaron 30.6% por encima del promedio anual de 2012. Lo mismo ocurrió con los costos marginales entre enero y mayo del 2014 (24.4%).

En marzo de 2014 el Gobierno anunció medidas obligatorias de ahorro energético y de auto abastecimiento, ya que unido al bajo nivel de los principales embalses, la generadora termoeléctrica PANAM de la empresa Generating Ltd, sufrió daños que ponían en peligro la estabilidad del Sistema Interconectado Nacional.

Para lograr que aumentaran las reservas de los embalses en el 2014, se aumentó la importación de energía en 150.9%, además, fue necesario aumentar la compra de energía en el mercado oca-

sional de energía (20.4% más), a un precio que superó en promedio los del año anterior en 2.7%. Esto a su vez trajo como consecuencia que el Estado gastara una mayor proporción de recursos (27.9% más en el Fondo de Estabilización Tarifaria y 156.2% más en el Fondo de Compensación Energética) a fin de evitar o mitigar el encarecimiento de la energía a los consumidores.

Gráfica No. 4. Precipitaciones pluviales por mes, promedio y costos marginales de generación, por mes: Años 2012 – 2017



Fuente: Centro Nacional de Despacho, ETESA.

Los costos de la energía térmica en periodos donde creció el petróleo encarecieron los costos de generación.

Los retrasos en las inversiones en transmisión limitaron el abastecimiento de energía eléctrica en las principales zonas de demanda con la energía producida en el occidente del país.

2. El Futuro de la Generación Eléctrica en el país

Tomando como referencia las licencias definitivas otorgadas por la ASEP y las concesiones para centrales hidroeléctricas, se espera que en el mediano plazo (5 años), la capacidad instalada del parque de generación eléctrica casi se duplique, pasando de 3,244.9 MW de potencia en 2017 a 5,716.1 MW en 2022. Para el 2022 la participación de las centrales eólicas en la matriz de generación será de 16.3% duplicando su participación en 5 años. En el caso de las generadoras fotovoltaicas, éstas quintuplicarán su participación lo que permitirá una menor dependencia de las generadoras hidráulicas.

Cuadro No. 4. Composición porcentual de la capacidad instalada de la matriz energética en Panamá: Años 2012 – 2017 y estimación 2022

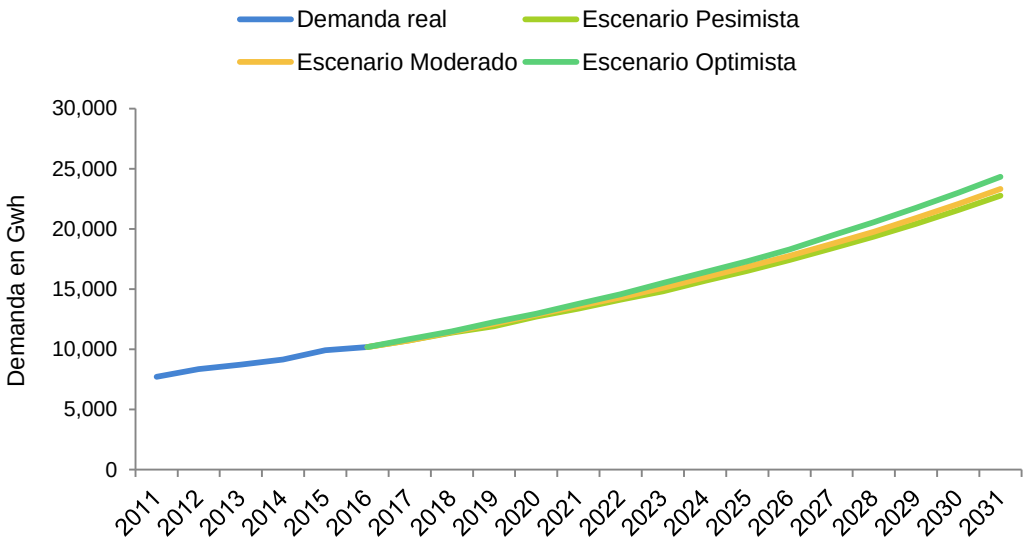
Tipo de generación	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2022
Total, Capacidad Instalada ...	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
Generación Hidráulica	60.0	60.6	57.7	54.0	53.2	52.4	36.6
Generación Térmica	33.5	33.0	33.8	33.0	32.1	32.4	37.1
Generación Eólica	--	--	--	6.9	8.6	8.3	16.3
Generación Fotovoltaica.....	--	--	--	0.3	0.6	1.5	6.9
Aportes ACP (mixto)	6.5	6.4	8.5	5.8	5.5	5.4	3.0

Fuente: Centro Nacional de despacho y Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.

En el caso de las generadoras termoeléctricas, su participación en la matriz se incrementará en particular por la entrada en operación de dos proyectos de generación a base de gas natural lo que aportarán a la capacidad unos 1,070 MW de potencia (Gas Natural Atlántico, S.A. y Panamá NG Power, S.A.). Dados los bajos precios del gas natural, estos proyectos prometen producir energía eléctrica a bajos costos, asumiendo que los precios se mantengan.

Según el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2017 – 2031 realizado por la Empresa de Transmisión Eléctrica, se pronostica que la demanda de energía eléctrica crecerá anualmente entre 5.6%, 5.9% y 6.2% a corto plazo (2017-2020), esto para los escenarios pesimista, moderado y optimista respectivamente (tomo II del Plan de Expansión, Plan Indicativo de Generación, pág. 49 a la 51).

Gráfica No. 5. Pronóstico de la demanda por energía eléctrica a nivel Nacional:
Años 2011 – 2016 y estimaciones 2017 - 2031



Fuente: Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2017-2031, ETESA.

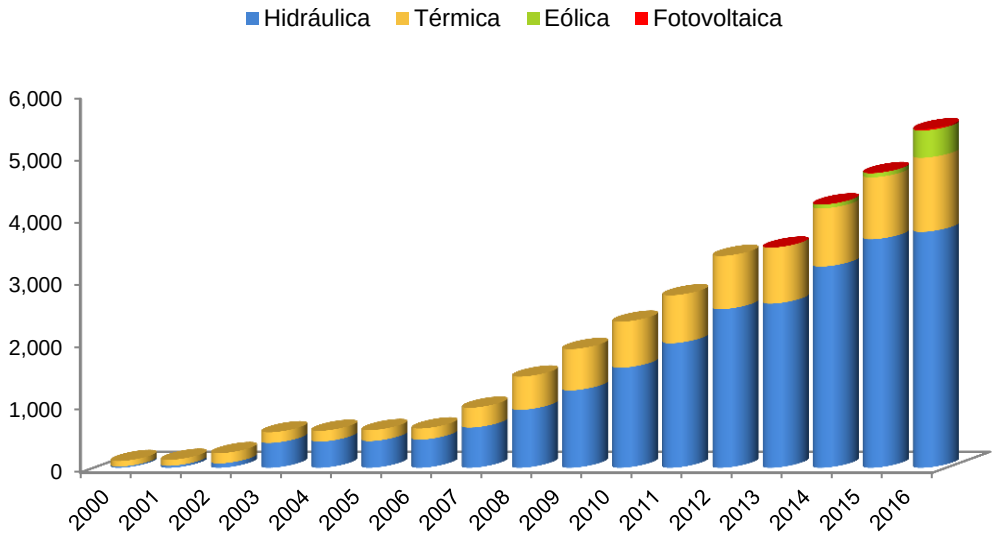
Sin embargo, en el largo plazo (2017-2031) las tasas promedio para los distintos escenarios varían un poco, 5.5% para el escenario pesimista, 5.7% para el moderado y 6.0% para el optimista.

3. Inversión

Las inversiones en generación en los últimos 17 años han alcanzado los B/.5,438.2 millones, según información de la ASEP, representando el 75.9% de la inversión total que se ha realizado a la fecha en el sector eléctrico panameño. Entre distribución, transmisión y generación, las inversiones en estos años han sido de B/.7,166.5 millones en total.

Gráfica No. 6. Inversión en generación eléctrica, según tipo de generadora:
Años 2000 – 2016

(En millones de balboas)



Fuente: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.

Las inversiones en generación, se dirigieron principalmente a la construcción de un gran número de generadoras hidroeléctricas (69.7%) y centrales térmicas (21.9%). En los últimos cuatro años se ha invertido en ERNC constituyendo esta inversión un 8.4% del total invertido en generación.

En cuanto a las inversiones futuras, el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional en el Tomo II – Plan indicativo de Generación (capítulo 7 página 109), estima que las inversiones llegarán a los B/.2,292.1 millones en los próximos 15 años las que estarán dirigidas tanto a proyectos renovables como térmicos de gas licuado de petróleo, gas natural y combustibles convencionales como el Bunker C o Heavy Fuel Oil (HFO) y Diésel.

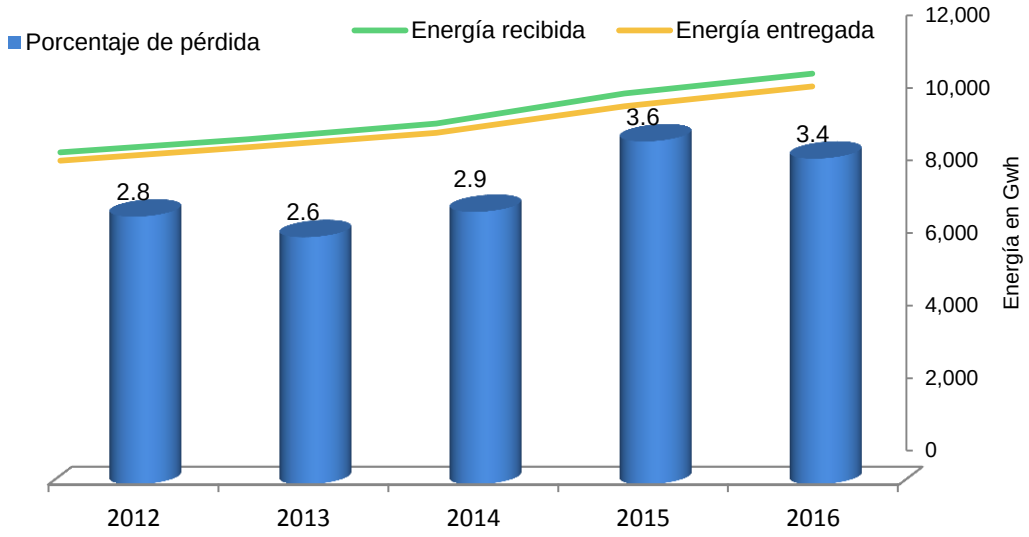
B. Transmisión

La red de transmisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN) está constituida por las líneas de transmisión de alta tensión, subestaciones, transformadores y otros elementos eléctricos necesarios para recibir la energía eléctrica producida por las plantas generadoras y transportarla a los diferentes puntos de entrega.

Desde 1998 la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) es la encargada de transportar la energía eléctrica en alta tensión desde el punto de entrega de esta energía por parte del generador hasta el punto de recepción por la empresa Distribuidora o el Gran Cliente. ETESA se crea a raíz de la aprobación de la Ley 6 del 3 de febrero de 1997 mediante la cual se crea el marco regulatorio e institucional para la prestación del servicio público de electricidad.

En los últimos seis años, las generadoras han entregado en el sistema de transmisión unas 53,563 GWh de energía, de los cuales, la Empresa de Transmisión a entregado 51,981 Gwh a las Distribuidoras y Grandes Clientes del mercado interno. La diferencia entre la energía recibida y la entregada atiende a diferentes factores técnicos que en su mayoría se traducen en una limitada capacidad para transportar la energía generada en el occidente del país. Según datos del Centro Nacional de Despacho de ETESA, el porcentaje de pérdidas de energía respecto a la recibida en los puntos de generación superó el promedio de los últimos seis años (3.0%), en 2015 (3.6%) y 2016 (3.4%).

Gráfica No. 7. Energía recibida y entregada por la Empresa de Transmisión Eléctrica y porcentaje de pérdida de energía: Años 2011 – 2016



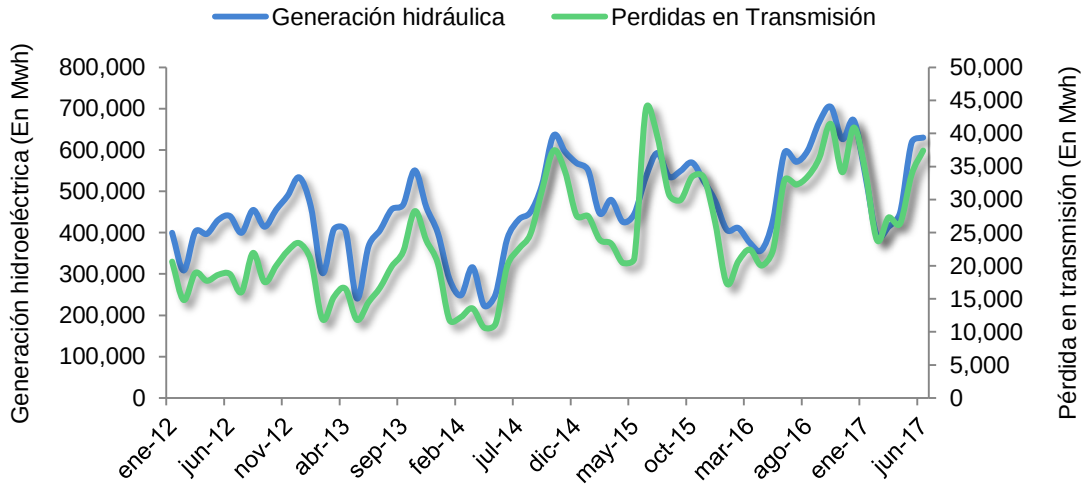
Fuente: Centro Nacional de Despacho, ETESA.

Según el diagnóstico realizado al sistema de transmisión panameño contenido en el Plan de Expansión de Transmisión Tomo III, el Sistema Interconectado Nacional (SIN) presenta déficit de reserva reactiva y restricción en la capacidad de transmisión en sentido occidente-oriente durante el periodo lluvioso.

Evidencia de estas limitaciones las podemos observar en el comportamiento de las pérdidas respecto a la generación hidráulica. Según los datos del Centro Nacional de Despacho, actualmente existe una relación directa (coeficiente de correlación de 92.0%) entre las pérdidas en transmisión y la energía generada por las plantas hidroeléctricas. Durante el periodo de estudio, el mayor incremento en la generación eléctrica mediante plantas hidráulica fue de 25.0% en el año 2015, en ese año las pérdidas en transmisión crecieron 37.4%. Al primer semestre de 2017, la generación de energía eléctrica mediante hidroeléctricas se incrementó en 18.1% dando como resultado un aumento en las pérdidas en transmisión de 34.8%.

Gráfica No. 8. Generación eléctrica mediante plantas hidráulica y pérdidas en transmisión, por mes: Años 2012 – Junio 2017

(En MWh)



Fuente: Centro Nacional de Despacho, ETESA.

Las condiciones operativas actuales impiden que se logre el despacho económico, ya que para operar el sistema de manera segura se requiere de generación obligada (térmica) en el centro de carga. Entre el año 2012 y el primer semestre 2017, ETESA ha pagado un total de B/.112.4 millones en concepto de Generación Obligada, un 93.5% de este monto pagado corresponde a las limitaciones que tiene el sistema de transmisión para transportar la totalidad de la energía producida (calidad del servicio 75.6% y generación desplazada 17.9%). De 2014 al 2016 el costo promedio de Generación Obligada fue de B/.16.9 millones por año, al primer semestre de este año alcanzó los B/.58.0 millones dado que la generación obligada para garantizar la estabilidad del sistema llegó a sumar B/.43.5 millones en tan solo seis meses.

Cuadro No. 5. Costo de generación obligada para ETESA:
Años 2012 – 2016 y primer semestre de 2017

(En millones de balboas)

Años	Costo total de generación obligada	Calidad del servicio	Trabajos de mantenimiento	Generación desplazada
2012	1.6	1.3	0.0	0.3
2013	2.1	1.8	0.1	0.2
2014	14.5	12.1	0.1	2.2
2015	18.9	14.6	0.1	4.3
2016	17.3	11.7	0.1	5.5
I Sem 2017	58.0	43.5	6.9	7.6

Fuente: Centro Nacional de Despacho (según informe de Generación Obligada).

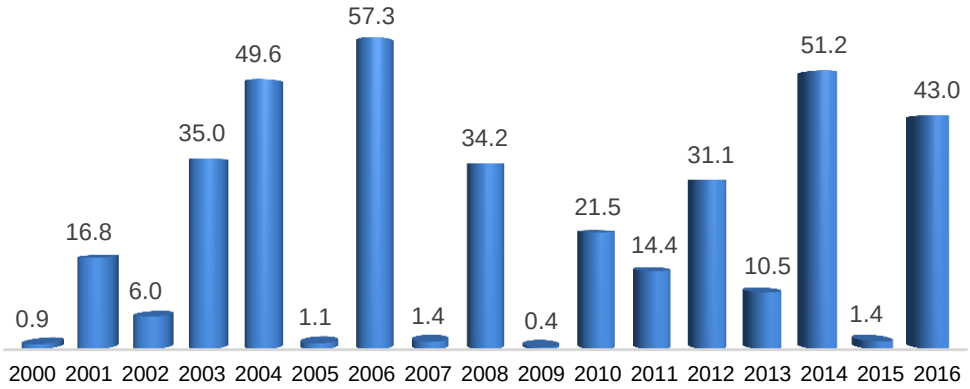
Se espera que este año se refuerce la capacidad de transporte por la entrada en operación de la Tercera Línea (Veladero – Panamá). No obstante, según el informe de transmisión del Plan de Expansión de Transmisión (Tomo III) seguirá presentándose restricciones de transporte y generación debido a la falta de compensación reactiva del Sistema Interconectado Nacional. Para el 2018 también se espera más restricciones dado un aumento en la demanda y al aumento de la capacidad instalada de 460 MW de potencia por la entrada de nuevos proyectos de generación.

1. Inversión

Las inversiones en transmisión desde el 2000 a 2016 sumaron unos B/.375.9 millones, representando un 5.2% de las inversiones realizadas en todo el sector eléctrico panameño.

Gráfica No. 9. Inversión en transmisión eléctrica: Años 2000 – 2016

(En millones de balboas)



Fuente: Autoridad de los Servicios Públicos.

Mientras las inversiones en generación se daban de manera constante para incrementar la capacidad de generación del país, las inversiones en transmisión ya sea en aumento de la capacidad y/o mantenimiento no se hacían al mismo ritmo, esto influyó en fallas en el sistema de transmisión eléctrica.

Un aspecto a considerar como parte de la demora en las inversiones en el sector transmisión, o al menos en que el ritmo de inversión no marche al mismo ritmo que el resto de los actores del mercado eléctrico, es que desde el 2006 ETESA fue incluida en la Ley de Contrataciones Públicas generando mayor trámite en sus procesos de compra de bienes y servicios.

Desde el 2014 se iniciaron inversiones que mejorarían la capacidad de transportar la energía producida en el occidente del país. Uno de los proyectos que busca resolver esta limitación es la Línea 3 la cual inició en 2014.

Otra inversión relevante es la línea de transmisión que viene de la planta de generación de AES Colón, la cual ha tenido también problemas de servidumbre para su conclusión, lo cual se debe resolverse lo antes posible, ya que esta planta de 381 MW de potencia tiene contratos de venta de energía para el próximo año.

El proyecto de la cuarta línea de transmisión que iniciará en la provincia de Bocas del Toro y cuyo recorrido será por la costa del Caribe panameño hasta la ciudad de Panamá, a un costo aproximado de B/.500 millones es clave para complementar la tercera línea de transmisión. Esta línea tendrá la capacidad de transportar unos 1,288 megavatios en ambos sentidos.

Además, se espera construir una subestación en Sabanita, con líneas de transmisión que permitirán brindar el servicio a los proyectos de Martano Inc y Telfers de NG Power. Este proyecto tiene un costo aproximado de B/.90.0 millones.

Un proyecto a futuro que beneficiará al país en materia de integración energética será la Interconexión Colombia – Panamá (ICP). El proyecto consiste en la construcción de una línea de transmisión eléctrica de aproximadamente 500 kilómetros entre Panamá y Colombia, con una capacidad de transportar unos 400 MW. Hasta el momento el proyecto no ha alcanzado un punto de viabilidad ya que hay aspectos financieros, técnicos y socio ambientales que impiden su realización.

C. Distribución

La distribución de energía eléctrica en Panamá está a cargo de tres empresas concesionarias:

- **Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A. (EDEMET**), cuya zona de concesión se enmarca en las provincias de Veraguas, Coclé, Herrera, Los Santos, Panamá Oeste y la parte Oeste de la ciudad de Panamá, incluyendo el Parque Natural Metropolitano, el Parque Nacional Camino de Cruces, el Parque Nacional Soberanía, y la Finca Agroforestal Río Cabuya.
- **Elektra Noreste, S.A., (ENSA)**, con una zona de concesión comprendida entre las provincias de Darién, Colón, la parte de la provincia de Panamá al Este (excepto la parte 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.
- **Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S. A. (EDECHI)**, cuya zona de concesión está ubicada en las provincias de Chiriquí y Bocas del Toro.

Al primer semestre de 2017, el número promedio de clientes entre las tres distribuidoras llegó a 1,045,522, un 20.2% más respecto al promedio de 2012.

Cuadro No. 6. Número promedio de clientes por Distribuidora: Años 2012 – 2016 y primer semestre 2017

AÑOS	TOTAL	EDEMET	ENSA	EDECHI
2012	869,696	386,209	369,017	114,470
2013	902,996	400,272	384,126	118,598
2014	937,778	415,602	399,460	122,716
2015	975,400	432,111	413,114	130,174
2016	1,020,800	448,008	429,051	143,741
2017	1,045,522	457,033	441,367	147,123

Fuente: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.

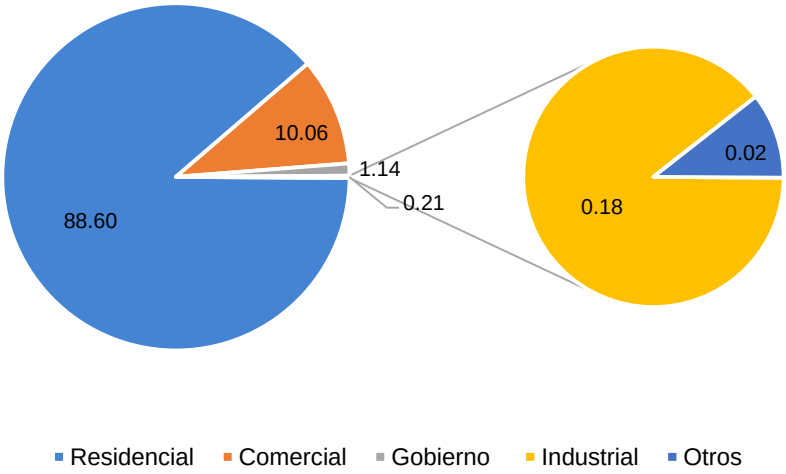
Más del 90.0% de la electricidad producida en el país es consumida por los clientes de las tres distribuidoras, siendo este mercado el principal consumidor.

Para el 2016 estos clientes estaban repartidos entre las tres concesionarias de la siguiente manera: 43.9% pertenecía al área de concesión de EDEMET, 42.0% a ENSA y 14.1% a EDECHI. Esta proporción se ha mantenido en los últimos cinco años.

Según tipo de consumidor, para el 2016, el 88.6% eran clientes residenciales, 10.1% comerciales, 1.1% de Gobierno y menos del 1.0% se repartía entre la industria (0.2%) y otros consumidores (0.02%). Poco han variado estas proporciones en los últimos años.

Aproximadamente, el 90.0% de los clientes están distribuidos en cinco provincias, por ejemplo, para el 2016, la provincia de Panamá tenía el 59.1% (incluye Panamá Oeste), Chiriquí 12.3%, Colón 6.5%, Coclé 6.0% y Veraguas 5.5%.

Gráfica No. 10. Distribución porcentual de los clientes de las tres distribuidoras, según tipo de consumidor: Año 2016



Fuente: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.

1. Compra de energía eléctrica

En el mercado panameño, las distribuidoras deben contratar en un 100% la demanda de sus clientes regulados, lo que implica que los usuarios finales pagarían como componente de generación la suma de los contratos licitados, lo cual proporciona estabilidad en los precios y evita la volatilidad de los precios en el Mercado Ocasional.

Cuadro No. 7. Porcentaje de la energía en contrato y comprada en el Mercado Ocasional por las Distribuidoras: Años 2012 – 2016 y primer semestre de 2017

Años	Energía en Contrato	Energía en mercado SPOT
2012	90.6	9.4
2013	88.3	11.7
2014	86.5	13.5
2015	93.7	6.3
2016	99.5	0.5
I Sem. 2017	95.0	5.0

Fuente: Centro Nacional de Despacho ETESA.

En promedio, más del 90.0% de la energía eléctrica consumida por los clientes de las Distribuidoras se compró mediante contratos de largo y mediano plazo, la diferencia fue comprada en el Mercado Spot (Mercado Ocasional) de energía. Durante los años 2013 y 2014 el volumen cubierto con energía del Mercado Spot superó el promedio del periodo, ya que hubo una reducción en la generación hidráulica producto de las menores precipitaciones y la entrada del Fenómeno de El Niño, lo que no les permitió a las generadoras hidráulicas cubrir en un 100% sus contratos con las Distribuidoras, por lo cual hubo que comprarla en el Mercado Ocasional.

En su mayoría, la energía comprada en el Mercado Spot provino de generadoras térmicas, por lo que, en promedio, las Distribuidoras pagaron B/.211.43/MWh en 2013 y B/.217.05/MWh en 2014 por la energía comprada esos años. Para el periodo de estudio, estos fueron los años en que la energía en el Mercado Sport fue la más costosa.

Por otra parte, se incrementó las importaciones de energía que para el 2014 aumentaron 150.9% como medida de emergencia a fin de permitir que la reserva en los embalses aumentara. Todo esto presionó al alza los precios de la electricidad, por lo cual, el Estado destinó una mayor proporción de recursos (B/.127.9 millones u 86.9% más de subsidio) para evitar o mitigar el efecto del encarecimiento de la energía eléctrica.

2. Consumo energético de los clientes

Entre 2012 y 2016 los clientes de las Distribuidoras demandaron un total de 39,704.1 Gwh de energía, un promedio de 7,940.8 Gwh por año. En 2015 la demanda da un salto, sobrepasando el promedio anual y creciendo a una tasa de 7.1% cuando los dos años previos había sido de 4.6%. Este salto en el consumo fue impulsado por los hogares (8.1%) y el comercio (8.9%) que en conjunto facturan el 77.0% de la energía consumida por los clientes regulados.

Cuadro No. 8. Demanda de electricidad según tipo de consumidor: Años 2012-2016 y primer semestre de 2017

(GWh)

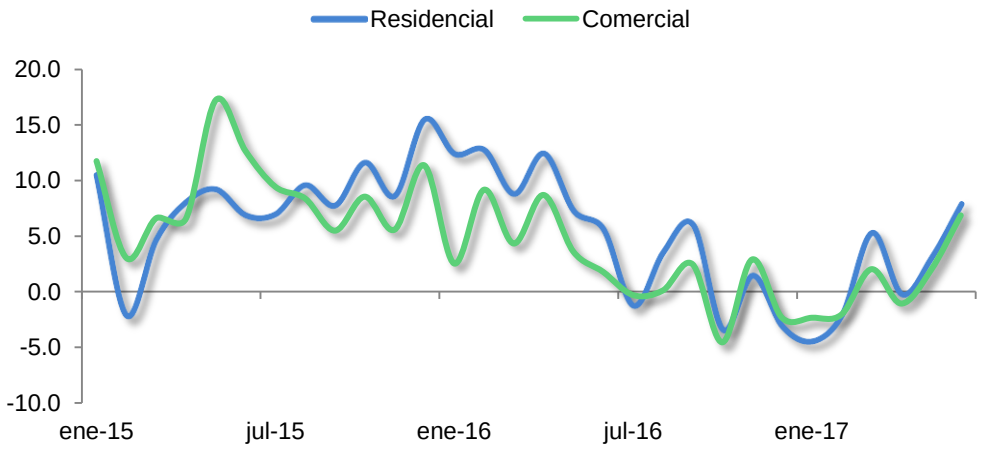
Años	TOTAL	Residencial	Comercial	Industrial	Gobierno	Otros	Grandes Cliente	Generadores
2012	7,176.6	2,211.1	3,296.9	285.3	962.6	34.4	375.2	11.0
2013	7,506.5	2,322.5	3,440.4	307.3	986.7	38.0	402.3	9.3
2014	7,849.9	2,453.9	3,594.1	294.5	1,032.2	39.5	421.1	14.6
2015	8,411.1	2,653.0	3,912.9	292.8	1,125.3	55.3	351.2	20.6
2016	8,759.9	2,786.8	4,000.7	283.0	1,192.0	197.7	270.3	29.4
I Sem 2017	5,961.9	1,930.3	2,719.8	185.7	811.9	42.8	252.8	18.6

Fuente: Instituto Nacional de Estadística y Censo.

Para el año 2016 y hasta el primer semestre del 2017 el consumo de electricidad comienza a ralentizarse y en esta ocasión también, son los hogares y el comercio que lideran el menor crecimiento.

La reducción en el consumo de los hogares lo podemos explicar mediante el comportamiento de los clientes que consumen más de 300 kWh al mes. La electricidad es considerada un bien normal del tipo de primera necesidad, como tal su demanda aumenta o disminuye a un ritmo menor que la renta de los consumidores. Con esto claro, podemos decir que, en su mayoría, los clientes residenciales que consumen más de 300 kWh han ajustado a la baja su consumo de electricidad ya que les fue quitado el beneficio del subsidio teniendo que pagar el valor real por cada kWh consumido. Estos clientes, en promedio consumen el 63.5% de la energía destinada a los hogares.

Gráfica No. 11. Variación porcentual del consumo de electricidad residencial y comercial, por mes: Años 2015 – 2017

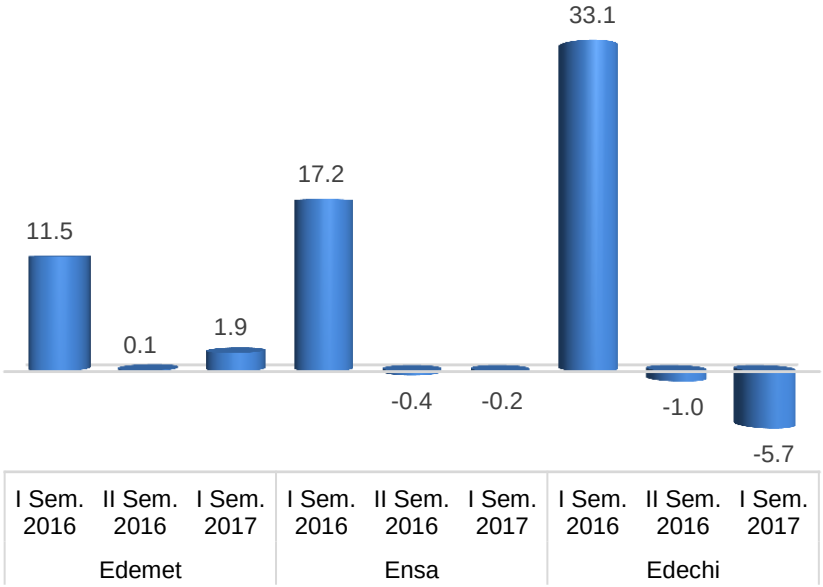


Fuente: Instituto Nacional de Estadísticas y Censo.

Desde el segundo semestre de 2015 el Fondo de Compensación Energética (FACE) fue eliminado en su totalidad, al mismo tiempo que se dio una reducción de los beneficiarios (tan solo se beneficiarán los clientes que consumen hasta 300 kWh) del Fondo de Estabilización Tarifaria (FET). Al eliminarse el FACE y limitar el FET tan solo para los clientes que consumen hasta 300 kWh, los usuarios que consumían más de 300 kWh de electricidad al mes automáticamente se les incrementaba el costo de la energía, por lo cual estos iniciaban ajustes en su consumo. Por ejemplo, los clientes de EDEMET en promedio habían incrementado su consumo en el primer semestre 2016 en 11.5%, en el segundo solo crecía 0.1% y 1.9% en el primer semestre de 2017, lo que indica un ajuste en el consumo.

En el caso de ENSA, los clientes incrementaron su consumo en el primer semestre de 2016 en 17.2% entre tanto que, en el segundo semestre de 2016 y primer semestre de 2017, el consumo de estos clientes se reducía (0.4% y 0.2% respectivamente).

Gráfica No. 12. Variación porcentual promedio del consumo residencial de electricidad entre 301 y 1000 kWh, por semestre: Año 2016 y 2017



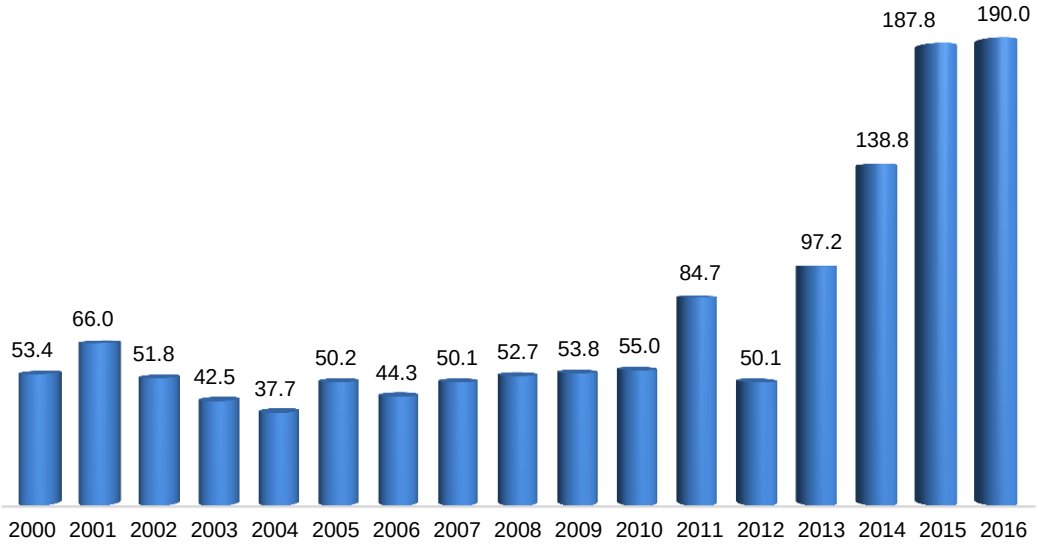
Fuente: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.

3. Inversión

Desde la privatización del sector eléctrico, las Distribuidoras han invertido en diecisiete años (2000 a 2017) B/.1,352.7 millones.

Gráfica No. 13. Inversión de las Distribuidoras de energía eléctrica: Años 2000 - 2016

(En millones de balboas)



Fuente: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.

Gran parte de las inversiones en los primeros 10 años se destinaron a modernizar el sistema eléctrico, ya que el mismo estaba obsoleto. En los últimos tres años las inversiones se han destinado a proyectos como la expansión del proyecto de electricidad prepago, que inició en Curundú con 500 medidores y que se extenderá a 10,000 en el área de Brooklincito (Panamá centro), Arraiján y La Chorrera en

Panamá Oeste. También han invertido en subestaciones blindadas en Arraiján, Chiriquí, El Higo de San Carlos, en donde en los últimos años se ha dado un fuerte crecimiento inmobiliario. También se incluye en estas inversiones, el soterrado de cables en la ciudad de Panamá dado los cambios que se han dado con el nuevo sistema de transporte masivo.

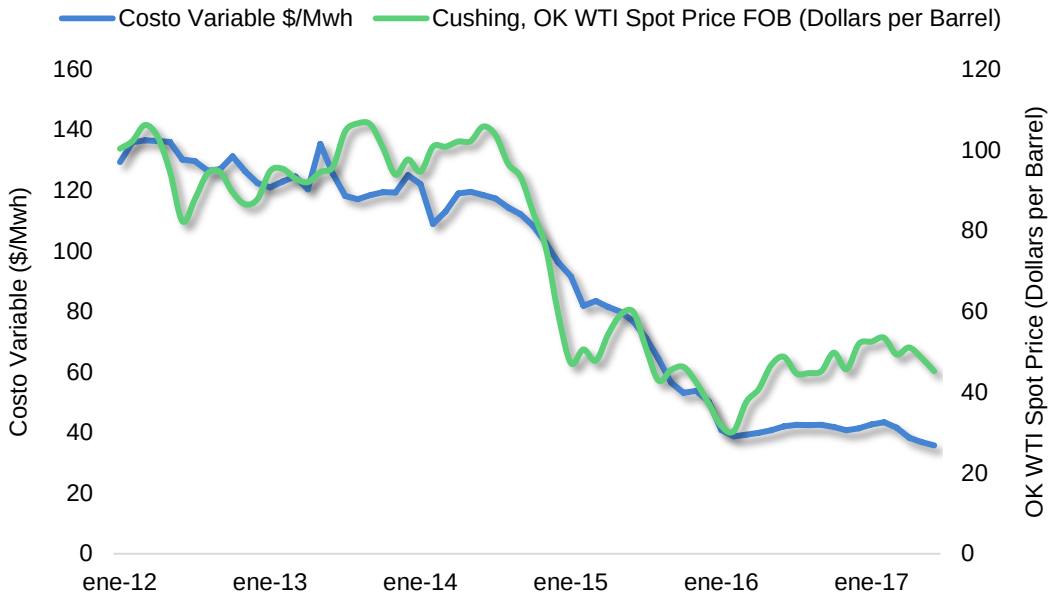
III. Costos y precio de la energía eléctrica

La caída del precio del petróleo en la segunda mitad del 2014 marca el inicio del descenso en los costos de generación eléctrica en el mercado panameño por casi 3 años.

Sin embargo, este periodo también da cuenta de la diferencia de costo que existe entre los precios en contrato de la energía eléctrica y los del Mercado Ocasional.

Entre julio de 2014 y enero de 2015 los precios del petróleo cayeron a una tasa promedio por mes de 21.1%, entre tanto, los costos de generación eléctrica lo hicieron a una tasa más lenta (11.4%). Esto pese a que la generación térmica para ese segundo semestre de 2014 había bajado 19.0% respecto al año anterior.

Gráfica No. 14. Costo variable promedio de generación y precio del petróleo West Texas Intermediate, por mes: Años 2012 - 2017



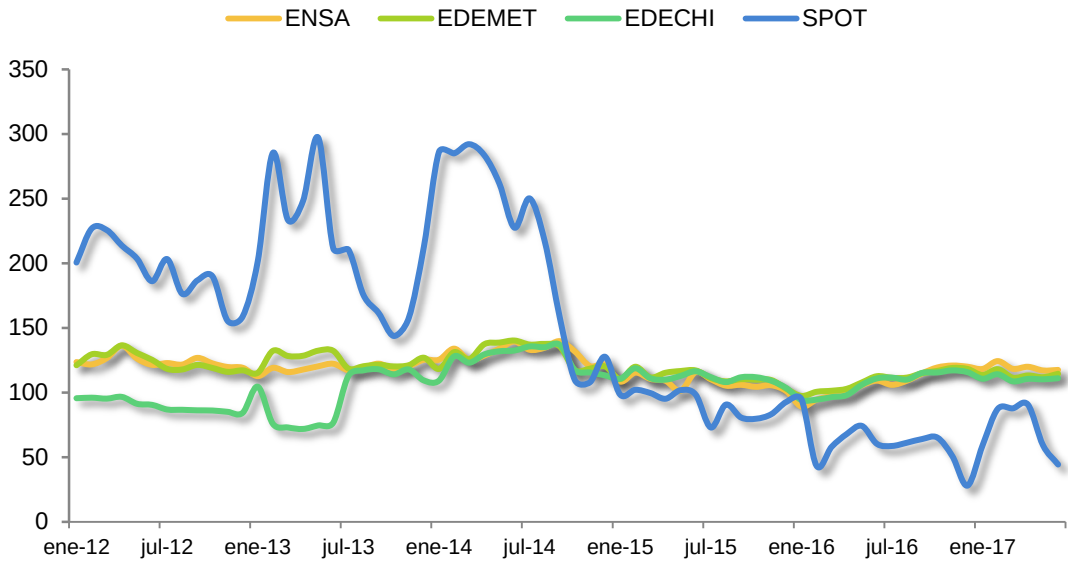
Fuente: Centro Nacional de Despacho y U.S. Energy Information Administration.

Si bien es cierto, los precios de la electricidad en el Mercado Spot son mucho más volátiles que los que están en contrato, desde enero de 2015 los precios monómicos[9] de contrato han venido superando los del Mercado Spot. En 2015, en promedio, el precio de la electricidad en contrato superaba al del Mercado Spot en B/.19.0/MWh (Spot: B/.91.0/Mwh y contrato: B/.110.0/Mwh). En 2016 se dio una reducción en el precio promedio de las tres distribuidoras en el precio de la energía en contrato de 2.2%. En 2015 los precios de la energía en contrato de las tres distribuidoras tuvieron la mayor reducción de precio (ENSA: 17.5%, EDEMET: 13.8% y EDECHI: 11.4%) en este periodo de bajos precios del petróleo.

[9] Monto total que equivale a un precio único por concepto de venta o compra de energía y potencia. Es igual al ingreso o costo total por venta o compra de energía y potencia dividido por la energía total vendida o comprada.

Gráfica No. 15. Precios monómicos promedio ponderados de los contratos de electricidad de las tres distribuidoras y precio de la energía eléctrica en el Mercado Spot, por mes: Años 2012 - 2017

(En B/Mwh)



Fuente: Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. y Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.

Para el primer semestre del 2017, los precios monómicos de contrato fueron de B/.114.0/MWh en 2016 en promedio fue de B/.101.0/MWh para las tres Distribuidoras.

A. Precio de la electricidad según tecnología

En promedio, el precio monómico de la energía térmica es el más costoso y el más barato es el de la hidráulica. Por ejemplo en 2014, el precio monómico promedio de la electricidad producida por plantas hidráulicas costó B/. 96.26/MWh (B/.0.10/kWh) mientras que, la térmica fue de B/.191.94/MWh (B/.0.19/kWh).

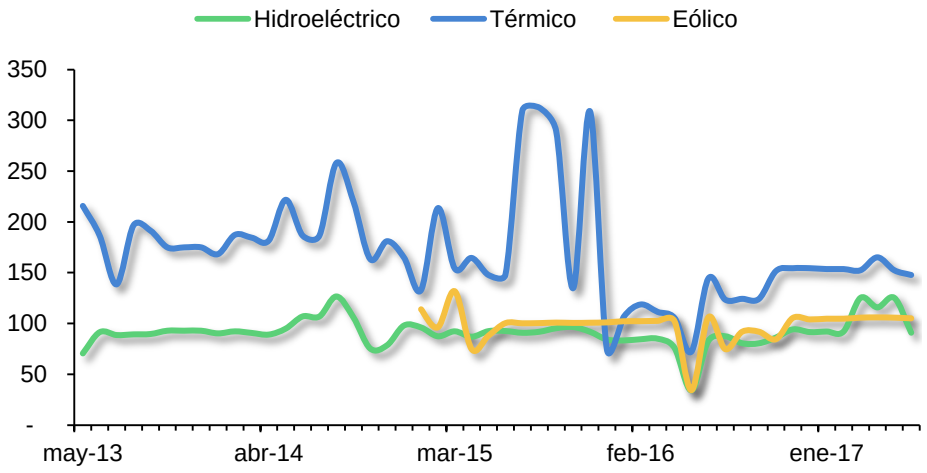
En 2015 se cuenta con energía eléctrica generada mediante plantas eólicas, las mismas entran con un precio promedio de B/.100.65/MWh (B/.0.10/kWh). Si bien, el precio de la electricidad generada por las plantas eólicas está por encima del precio de la hidráulica (B/.91.46/MWh), al compararlo con el de las térmicas éste se encuentra por debajo en B/.98.0/MWh o B/0.10 /kWh menos.

En el 2016 se da una disminución en los precios monómicos de los tres tipos de energía, siendo la mayor reducción el de la generada mediante plantas térmicas (37.6%). Al primer semestre de 2017 por el contrario, los tres tipos de energía incrementan su precio. El precio de la generada mediante plantas hidráulicas pasó de B/.74.24/MWh (B/.0.07/kWh) en 2016 a B/.106.82 /MWh (B/.0.11 /kWh) en 2017, la térmica de B/.109.73/MWh (B/.0.11/kWh) a B/.154.05/MWh (B/.0.15/kWh) y la eólica de B/.91.54/MWh (B/.0.09/kWh) a B/.105.24/MWh (B/.0.11/kWh).

En gran medida, este aumento en los precios monómicos atiende a los precios pactados en los contratos, tanto de energía como de potencia en el corto plazo.

Gráfica No. 16. Precio monómico promedio por tipo de tecnología: Mayo 2013 - Junio 2017

(En B/./MWh)



Fuente: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.

B. Precios futuros de la energía eléctrica

El precio de la energía eléctrica en contrato más bajo que se espera para los próximos años es el de las generadoras térmicas mediante el uso de gas natural. En el caso de EDEMET y EDECHI, ambas tienen contrato con Gas Natural Atlántico por un precio de B/.0.0268/kWh o B/.26.80/Mwh de energía, se espera que este precio se aplique en septiembre de 2018.

En el caso de ENSA el precio más bajo en energía térmica es de B/.0.0624/kWh o B/.62.35/MWh para una central a Carbón y el ofrecido por Urbalia Panamá, S.A. mediante el reciclaje de residuos sólidos urbanos.

Cuadro No. 9. Precio futuros de los contratos por energía, según empresa vendedora y distribuidora: Años 2018 – 2026

(En B/./kWh)

Empresa Vendedora	EDEMET	EDECHI	ENSA
TÉRMICA			
Gas Natural Atlántico, S. de R.L.	0.0268	0.0268	
Martano, Inc.....	0.0209	0.0209	
Bahía Las Minas Corp., ...			0.0624
ACP	0.0642	0.0642	0.0642
Sistemas de Generación, S.A.....		0.0511	
Pedregal Power Company, S. de R.L.			0.0798
Panamá NG Poder, S.A.....	0.0880	0.0880	
Urbalia Panamá, S.A.	0.0800		0.0800
HIDRÁULICA			
Hydro Caisán, S.A.	0.0306		0.0306
AES.....	0.0341	0.0341	0.0542
Generadora Pedregalito, S.A.....	0.0542	0.0542	0.0542
Generadora Río Chico, S.A.	0.0542	0.0542	0.0542
Generadora Alto Valle, S.A.....	0.0542	0.0542	
Electrogeneradora del Istmo, S.A.	0.0633		
Caldera Energy Corp.	0.0633		
Saltos del Francolí, S.A.		0.0450	
Electrogeneradora del Istmo, S.A.		0.0633	0.0633

Empresa Vendedora	EDEMET	EDECHI	ENSA
Paso Ancho Hydro Power Corp.			0.0456
Enel Fortuna, S.A.....			0.0549
EÓLICA			
UEP Penonomé II, S.A.	0.0919	0.0919	0.0919
UEP Penonomé II, S.A.	0.0949	0.0949	0.0949
UEP Penonomé II	0.0950	0.0950	0.0950
FERSA PANAMÁ, S.A.	0.0950	0.0950	0.0950
Naura Energy Corporation	0.0975	0.0975	0.0975
FOTOVOLTAICA			
Panama Solar 2, S.A.	0.0860	0.086	
Solpac Investment, S.A.....	0.1048	0.1048	
Enel Green Power, S.A.....	0.0772	0.0772	0.0772

Fuente: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.

Siguen las centrales hidroeléctricas con el mejor precio por kWh de energía. En este caso, Hydro Caisán S.A. venderá tanto a EDEMET como a ENSA a un precio de B/.0.0306/kWh o B/.30.60/MWh de energía. También AES está ofreciendo a un precio más económico por B/.0.0341/kWh o B/.34.10/MWh.

La energía con precios más altos respecto a los ya mencionados los tienen los ofrecidos por plantas eólicas y las fotovoltaicas. Sin embargo, estos precios son más bajos que los vigentes.

C. Tarifa eléctrica global

La tarifa eléctrica global real (sin subsidio) ha venido disminuyendo desde el primer semestre de 2015, pasando de 23.84 centésimos de balboas en el primer semestre 2015 a 16.50 centésimos por kWh consumido de energía en el primer semestre de 2016, siendo la mayor caída en los últimos cinco años.

En cuanto a la tarifa con subsidio, esta también ha ido mejorando desde la segunda mitad del 2015, aunque la caída en precio ha sido más lenta, sin embargo, la diferencia entre la tarifa con subsidio y sin subsidio ha sido en promedio de menos de un punto porcentual.

Este menor efecto de la tarifa subsidiada en la real se explica debido a la reducción en el número de beneficiados con los subsidios y a la eliminación del FACE en este periodo.

Cuadro No. 10. Tarifa eléctrica global para clientes regulados, por semestre:
Años 2012 – 2017

(En centésimos de balboas)

Periodo		Sin subsidio	Con subsidio
2012	I sem.	20.33	16.15
	II sem.	19.26	16.61
2013	I sem.	20.84	18.58
	II sem.	19.93	18.53
2014	I sem.	24.33	18.58
	II sem.	22.18	18.6
2015	I sem.	23.84	21.01
	II sem.	18.51	17.85
2016	I sem.	16.5	16.01
	II sem.	17.17	16.39
2017	I sem.	17.51	17.03

Fuente: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.

IV. Concentración del mercado

La mayoría de los mercados se encuentran entre los extremos de competencia perfecta (concentración mínima) y monopolio (concentración máxima). Las medidas de concentración pretenden medir de modo simplificado la proximidad de un mercado a estos dos extremos.

A. Cuota de Mercado por Empresa

Las cuotas de mercado medido mediante la energía en contrato, nos da una idea de cómo está repartido el mercado eléctrico panameño. Entre 2012 y 2016 la empresa AES (incluye las plantas Bayano, Estrella, Valles, Estí y Chan I) ha tenido en promedio el 30.0% de los contrato de energía en el mercado y el 29.7% de las ventas en el Mercado Spot de energía. Entre tanto, ENEL Fortuna ha tenido el 17.6% de la energía en contrato y 21.9% de las ventas en el Mercado Spot de energía.

Cuadro No. 11. Empresas con la mayor participación en el mercado de Contrato y Ocasional de Electricidad en Panamá: Años 2012 – 2016

(En porcentaje)

EMPRESA SUPLIDORA	2012		2013		2014		2015		2016	
	Contrato	SPOT	Contrato	SPOT	Contrato	SPOT	Contrato	SPOT	Contrato	SPOT
AES	26.8	32.1	35.1	35.4	32.8	32.3	28.8	21.4	26.7	18.0
ENEL	22.7	19.6	18.5	28.7	18.3	28.1	15.5	15.8	13.1	17.2
SUEZ/CELCIA	11.1	11.0	17.5	22.4	16.5	16.7	13.6	14.4	12.0	9.8
IDEAL	3.7	15.6	2.5	4.5	6.5	13.0	4.6	7.8	3.8	5.2
GENA	8.0	9.2	5.3	1.8	4.9	3.0	4.9	18.2	5.3	15.7
ACP	6.6	0.1	1.1	0.0	3.9	0.3	3.4	0.5	3.0	0.5
UEP	..	..	..	..	..	..	2.2	0.1	3.5	0.2
OTRAS	21.1	12.3	20.0	7.3	17.1	6.5	26.9	21.9	32.6	33.4

Fuente: Centro Nacional de Despacho.

Se observa para los dos últimos años (2015 y 2016) que tanto las cuotas en los mercados de Contrato y el Spot se ha desconcentrado un poco más, esto por la entrada de nuevos actores como las empresas que generan mediante plantas eólicas (2.2% en 2015 y 3.5% en 2016) y las fotovoltaicas que se encuentran en el restos de las empresas (26.9% en 2015 y 32.6% en 2016).

Según el estándar de la Comisión de Competencia de la Unión Europea, se considera que, cuotas de mercado por debajo de entre el 35% difícilmente pueden dar lugar a posiciones dominantes, en tanto que, cuotas por sobre el 60% e incluso 65% indican que hay una posible posición dominante.

B. Índice de Concentración

En esta sección se estima el índice de concentración en el Mercado Eléctrico Panameño. Se utilizó el Índice de Herfindahl-Hirchman (IHH)[10] considerando las 10 empresas que más energía eléctrica inyectaron al Mercado Eléctrico Nacional.

[10] El índice Herfindhal (IHH) se define como la suma de los cuadrados de las participaciones de todas las empresas en un mercado.

Cuadro No. 12. Estimación del Índice IHH del Mercado Eléctrico Nacional: Año 2016

Empresa	Generación por Empresa (Mwh)	Participación porcentual	Cuadrado de la Participación porcentual
AES	2,717,676	26.2	687.7
CELSIA.....	1,509,790	14.6	212.2
ENEL-FORTUNA.....	1,377,018	13.3	176.6
PAN AM.....	692,675	6.7	44.7
ACP	554,453	5.4	28.6
IDEAL	535,687	5.2	26.7
U E P II	535,601	5.2	26.7
PEDREGAL	260,747	2.5	6.3
EISA	250,899	2.4	5.9
GENA	84,775	0.8	0.7
OTROS.....	1,843,965	17.8	
TOTAL	10,363,286	100.0	
IHH			**1,216.1**

Fuente: Estimaciones propias con datos del CND.

Para el cálculo de este Índice, se incluyó al conjunto de empresas con más participación en el mercado, en este caso diez empresas. Para interpretar los resultados hay que tomar en cuenta que: Si el IHH ≤ 1,000 el mercado es competitivo y se observa un efecto diluido de la concentración, en cambio, si el índice está entre 1,000 ≤ IHH ≤ 1,800 el mercado es moderadamente competitivo, si el índice es mayor de 1,800 (IHH > 1,800) el mercado es muy concentrado.

De esta forma tenemos que, para el Mercado Eléctrico Nacional el índice IHH resultó en 1,216 lo que indica que es un mercado moderadamente competitivo.

Los resultados aquí presentados, dan cuenta de que el mercado eléctrico tiene una competencia modesta, por lo que es necesario el monitoreo por parte de las Entidades Regulatorias a fin de avistar la concurrencia de abuso de poder en el mercado a futuro por la poca competencia que pudiera alcanzarse en el caso de que ocurriese una mayor concentración de mercado.

V. Potencial de energía

Según datos del Centro Nacional de Despacho de ETESA, actualmente el país cuenta con una capacidad instalada de 1,700 MW de potencia en centrales hidroeléctricas. Entre el año 2012 y el 2016 el parque de generación hidroeléctrico ha producido un total de 31 millones de MWh de energía, representando un 57.1% del total generado en ese periodo.

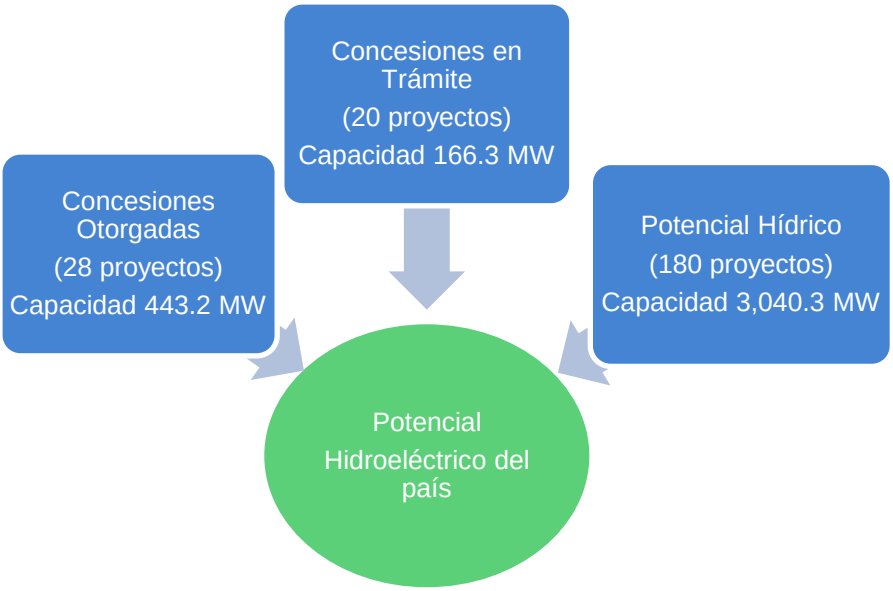
Actualmente, muchos son los factores que limitan el desarrollo de nuevos proyectos hidroeléctricos: oposición de grupos comunitarios, grupos de campesinos, pueblos originarios y complicaciones socio ambientales, entre otros factores.

Pese a lo anterior, no queda duda que el potencial hidroeléctrico es el mayor recurso con que cuenta el país para contrarrestar la dependencia de tecnología a base de combustibles fósiles y de esta forma reducir los costos de la energía eléctrica, logrando de esta forma ser más competitivos en todos los ámbitos de la economía.

Para cuantificar el potencial hidroeléctrico con que cuanta el país, se hace necesario tomar en cuenta no solo aquellas potenciales fuentes de recursos que aún no han sido explotados, sino también los que ya cuentan con una concesión y están en proceso de estudio o construcción, lo mismo que aquellos potenciales proyectos en trámite de concesión. Según datos de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, el país cuenta con un total de 28 concesiones otorgadas lo cual representa una capacidad instalada de 443.2 MW de potencia; además se identifica un total de 20 concesiones que están siendo tramitadas las cuales suman un total de 166.3 MW de potencia. Por otra parte, según el informe de

"Potencial Energético y Generación Futura" del Plan de Expansión realizado en 2016 por la Empresa de Transmisión Eléctrica, se estima que existen 180 proyectos adicionales (micros, mini y medianos) con un potencial de 3,040.3 MW de potencia en todo el país.

Imagen No. 3. Potencial hidroeléctrico del País según el Plan de Expansión 2017 - 2031



Fuente: Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2017-2031, ETESA.

A. Potencial de energía renovable no convencional –ERNC- y otras formas de energía

Según la Revista Energía de Chile[11], las "Energías Renovables No Convencionales o ERNC, son todas aquellas fuentes de generación energéticas en las cuales no se incurre en el consumo, gasto o agotamiento de su fuente generadora. Entre estas fuentes de energías podemos mencionar a la energía hidráulica proveniente de la fuerza motriz del agua. La energía solar, capturada del sol mediante la radiación solar. La energía eólica, nutrida por la fuerza mecánica del viento, y la fuente mareomotriz, que se alimenta de la fuerza generadora del oleaje de los océanos".

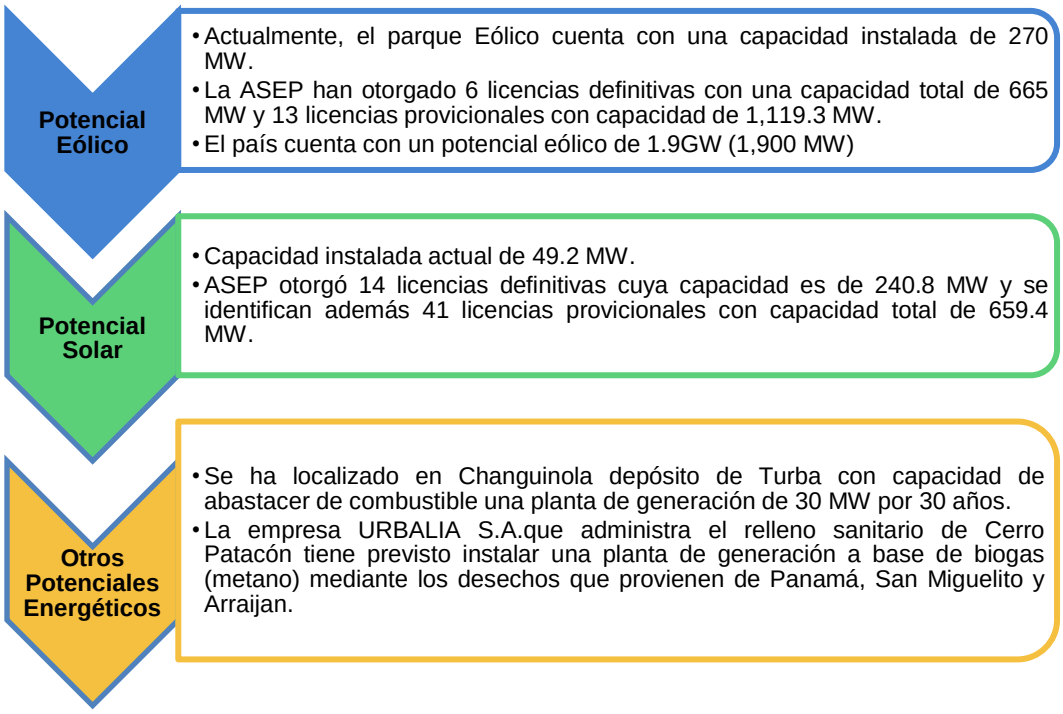
1. Potencial Eólico

El país cuenta con un potencial de 1,900 MW de potencia a nivel nacional, actualmente (agosto de 2017) se ha desarrollado solo un 14.2% de este potencial. Según datos de la ASEP, en el próximo quinquenio se espera que se adicionen al parque eólico una capacidad adicional de 665 MW de potencia, de donde el 60.0% se ubicará en la provincia de Coclé y el 40.0% en Veraguas.

En 2014 se dieron los primeros aportes de energía (113,179 MWh) del Parque Nuevo Chagres I propiedad de la empresa UEP Penonomé 1, S.A. con una capacidad de 55 MW. Para el siguiente año los aportes del parque eólico casi se cuadruplicaron cuando la empresa UEP Penonomé II, S.A. (Laudato Si) inicia operaciones entregando al Sistema Interconectado un total de 412,189 MWh de energía ese año. Sin embargo, pese a que esta tecnología presenta un potencial atractivo, la discontinuidad que caracteriza los vientos es una limitante para extender su contribución al sistema.

[11] http://www.revistaenergia.cl/?p=1135.

Imagen No. 4. Potencial de las ERNC y Otras Energías según el Plan de Expansión 2017 - 2031



Fuente: Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2017-2031, ETESA.

2. Potencial Solar

Entre las tecnologías desarrolladas a base de utilizar la energía del sol, las más desarrolladas son la Fotovoltaica y la Concentración Solar. En el caso del primer método, las celdas fotovoltaicas convierten directamente la radiación solar en electricidad mediante un fenómeno físico denominado efecto fotovoltaico. En el caso del segundo método (Concentración Solar), la radiación solar es concentrada en una zona específica, provocando que un fluido de trabajo se caliente, que a su vez es utilizado para mover una máquina térmica y un generador eléctrico vía ciclo termodinámico con el objetivo de producir energía eléctrica.

Actualmente el mercado de generación panameño cuenta con una capacidad instalada de 49.2 MW de potencia en plantas fotovoltaica.

Se identifica un potencial de 240.83 MW de capacidad instalada en 14 proyectos distribuidos entre las provincias de Coclé (78.0%), Chiriquí (16.6%) y el resto (5.4%) entre Veraguas y Panamá. Este potencial corresponde a licencias definitivas otorgadas al mes de agosto de 2017 en etapa de construcción y diseño final de obras. Adicionalmente se identifican un total de 41 proyectos que suman una capacidad total de 659.38 MW de potencia que en su mayoría se concentran en la provincia de Coclé. Con esto, es evidente que el potencial fotovoltaico supera los 900 MW ya que lo que se requiere son espacios para instalar este tipo de tecnología y por otra parte, el país cuenta con los incentivos para atraer inversiones en este tipo de generación.

3. Otros Potenciales Energéticos

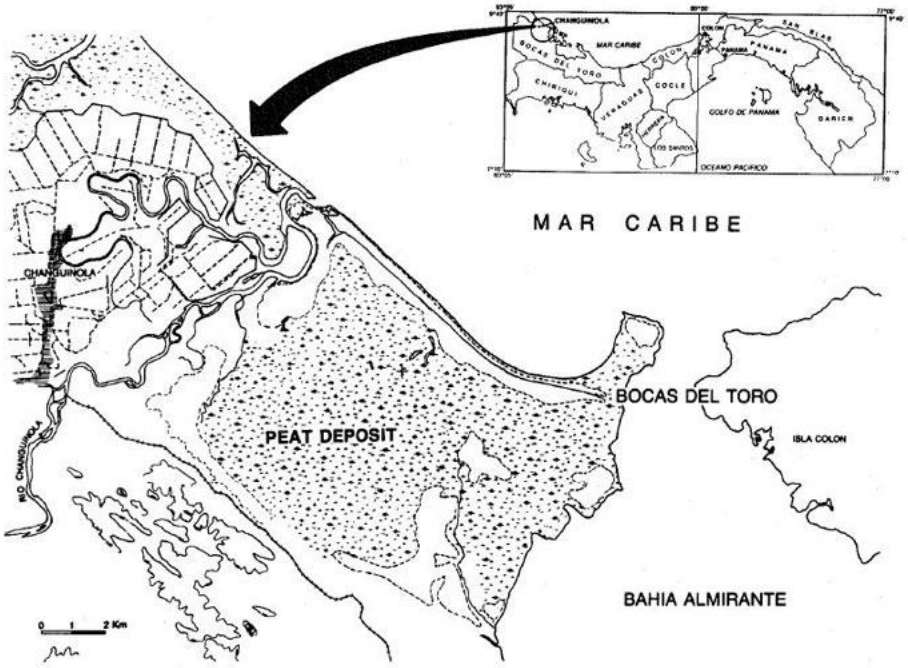
Potencia de la Turba

Desde los años 80 se cuenta con estudios que revelan yacimientos de turba en Changuinola en la provincia de Bocas del Toro. La turba es un sedimento rico en materia orgánica, que se produce en pantanos y ciénagas, debido a la descomposición parcial de las plantas. Según estudios económicos realizados de manera preliminar, se tiene que los costos de producción de energía eléctrica con una planta de energía que utilice turba de Changuinola podrían ser competitivos con los costos de utilizar el carbón y petróleo. Esto es viable toda vez que Changuinola y las comunidades circundantes en la actuali-

dad no están conectadas a la red eléctrica nacional de Panamá, si no que el suministro de energía eléctrica se realiza mediante plantas de generación a base de diésel.

Según un estudio realizado en 1985 por científicos del Laboratorio Nacional de Los Alamos y el antiguo departamento de Estudios del IRHE, con este yacimiento de turba se puede abastecer de combustible una planta de generación eléctrica con una capacidad de 30 MW por un periodo aproximado de 30 años.

Imagen No. 5. Ubicación del yacimiento de Turba en Panamá



Fuente: Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Potencial a base de residuos sólidos

La Empresa URBALIA, S.A. administradora del relleno sanitario en Cerro Patacón, tiene previsto generar energía eléctrica por medio de biogás, la cual es generada por los residuos sólidos provenientes de los Distritos de Panamá, San Miguelito y Arraiján. Desde noviembre de 2016 a agosto de 2017 la empresa ha generado unos 2,578.4 MWh de energía. En la actualidad, la planta se encuentra en etapa de prueba, pero dada la abundancia de la materia prima de este gas que son los Residuos Sólidos Urbanos (RSU) estimamos que a nivel nacional se contaría con un potencial de 147 MW como mínimo para generación eléctrica.

Cuadro No. 13. Volumen máximo promedio de Residuos Sólidos Urbanos, Población y potencial de generación eléctrica, según provincia: Año 2015

Provincia	Población (habitantes)	Volumen máximo promedio de RSU (kg/día)	Potencial de generación eléctrico (MW)
Total	**4,482,982**	**4,703,600**	**147.0**
Bocas del Toro.....	156,478	172,130	5.4
Chiriquí.....	451,236	496,360	15.5
Coclé.....	256,970	282,670	8.8
Colón	276,523	304,180	9.5

Provincia	Población (habitantes)	Volumen máximo promedio de RSU (kg/día)	Potencial de generación eléctrico (MW)
Darién	54,366	59,800	1.9
Herrera.....	118,090	129,900	4.1
Los Santos.....	95,150	104,670	3.3
Panamá Metro	2,276,772	2,276,750	71.1
Panamá Oeste.....	552,982	608,280	19.0
Veraguas.....	244,415	268,860	8.4

Fuente: Estimaciones del MEF con datos de la Autoridad de Aseo Urbano y Domiciliario de Panamá.

VI. Comparación internacional del sector eléctrico

1. Capacidad instalada del parque de generación

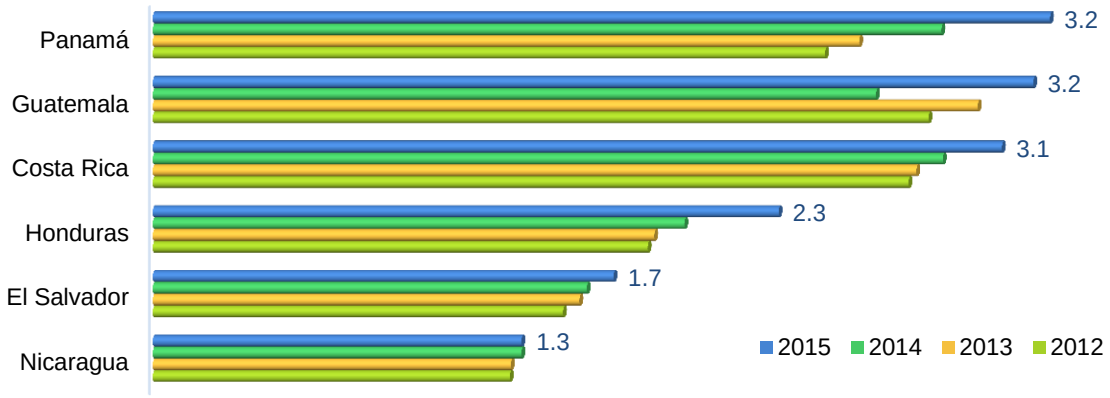
La matriz energética de la región estaba basada en tecnologías tradicionales. A partir del año 2005 se incursionó en la energía renovable. Se vio en estas fuentes "sustentables" una manera de proveer electricidad de forma eficiente, segura y compatible con el medio ambiente. Incluso, se han dictado regulaciones, que, adaptadas de recomendaciones internacionales, estimulan e incentivan una producción energética renovable que se agregue a la red eléctrica disponible[12].

Según estadísticas del Sistema de Información Económico Energético (SIEE) y de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), la capacidad instalada de la región en 2015 era de 14,712 MW comparado con 12,487 MW en 2012, aumentando en este período unos 2,225 MW o 17.8%.

En Panamá la capacidad instalada del sector eléctrico ha aumentado en los últimos años debido a la creciente demanda de energía en el país, impulsada por el crecimiento económico de los últimos años que ha destacado a Panamá dentro de la región. La capacidad instalada alcanzó 2,421.7 MW en el año 2012, tres años después 3,235 MW, un aumento total de 813.3 MW o 33.6%.

Gráfica No. 17. Capacidad energética instalada en los países centroamericanos: Años 2012 - 2015

(Miles de MW)



Fuente: Sistema de Información Económico Energético (SIEE) y Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).

La necesidad de energía a nivel regional ha propiciado el establecimiento de las interconexiones (SIEPAC) que permite, entre otros, el intercambio de excedentes y mejorar el uso de la capacidad instalada. En este contexto, Centroamérica se encamina a impulsar las centrales eólicas, fotovoltaicas, hidroeléctricas y geotérmicas.

[12] TORRES, LESLIE. Energía en Centroamérica, Revista América Economía, marzo de 2017. Disponible en http://americaeconomia-ca.com/2017/03/07/energia-en-centroamerica/.

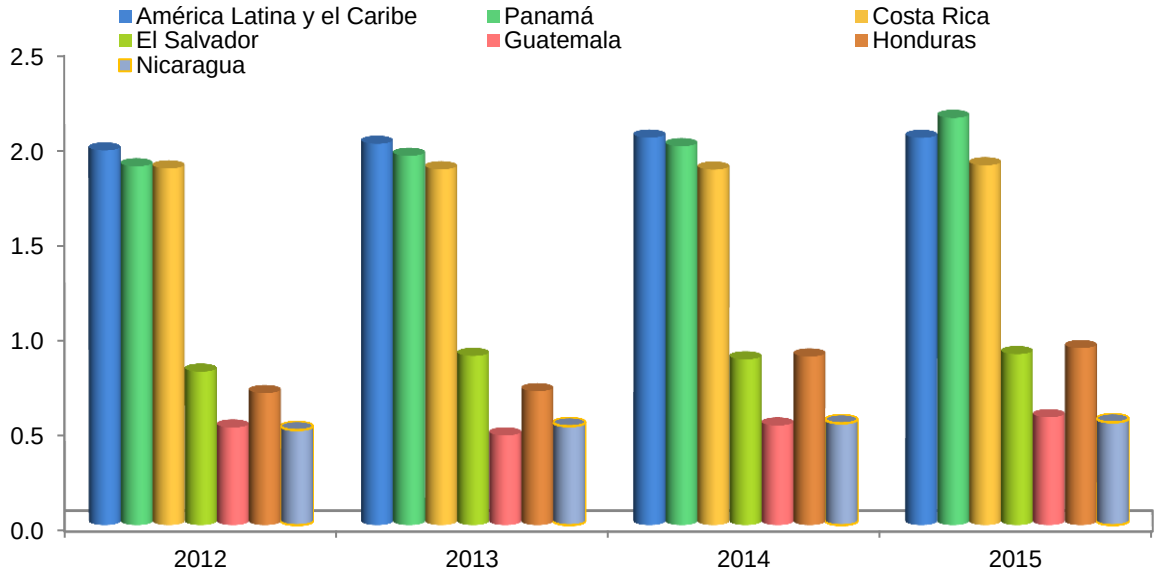
2. Consumo per cápita de electricidad

El consumo de energía eléctrica por habitante equivale al valor del consumo dividido por la población para un determinado momento. La unidad de medida es kilovatios hora por habitante (kWh/hab).

La información de consumo de energía y de población se obtiene del Sistema de Información Económico Energético (SIEE) y de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). Según esta fuente, Panamá presenta un mayor consumo per cápita comparado con los países centroamericanos, pero por debajo del registrado en América Latina y el Caribe, excepto en 2015 cuando Panamá presentó mayor consumo de electricidad per cápita comparado con el promedio regional y demás países centroamericanos.

Gráfica No. 18. Consumo per cápita de energía eléctrica en los países centroamericanos: Años 2012 - 2015

(GWh/khab)



Fuente: Sistema de Información Económico Energético (SIEE) y Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).

3. Costo promedio anual de la electricidad

A nivel de los países centroamericanos, el precio promedio anual de la electricidad fluctúa de país en país por tipo de consumidor, según estadísticas de SIEE-OLADE.

Así, El Salvador presentó precios más altos por kWh en el sector comercial y servicios públicos en los años 2013 y 2014 (US$0.27 y US$0.31), en la industria en 2014 (US$0.31) y en el sector residencial del 2012 al 2015 (US$0.26, US$0.26, US$0.29 y US$0.22 respectivamente); Guatemala en la industria en 2012 y 2013 (US$0.27 y US$0.31) y en el residencial en 2013 (US$0.26); Nicaragua en el comercial y servicios públicos en los años 2012, 2013 y 2015 (US$0.28, US$0.27 y US$0.25) y Panamá en la industria en 2015 (US$0.21); Honduras y Costa Rica reflejaron los menores precios promedios de electricidad en el periodo analizado. En el caso de Costa Rica, estos menores precios se deben a que el 80.0% de su parque de generación es de fuentes renovables y solo un 19.4% son no renovables, esto según datos al 2015.

Cuadro No. 14. Precio promedio anual de la electricidad de los países centroamericanos, por tipo de cliente: Años 2012 - 2015

(US$/kWh)

Países	Comercial y Serv. Público				Industria				Residencial			
	2012	2013	2014	2015	2012	2013	2014	2015	2012	2013	2014	2015
Costa Rica	0.17	0.21	0.16	0.18	0.13	0.16	0.17	0.14	0.15	0.18	0.16	0.16
El Salvador	0.21	0.27	0.31	0.17	0.21	0.27	0.31	0.17	0.26	0.26	0.29	0.22
Guatemala	0.25	0.22	0.16	0.13	0.25	0.31	0.14	0.11	0.25	0.26	0.24	0.21
Honduras	0.24	0.21	0.22	0.18	0.21	0.20	0.19	0.15	0.14	0.14	0.14	0.14
Nicaragua	0.28	0.27	0.29	0.25	0.23	0.23	0.22	0.19	0.23	0.23	0.22	0.19
Panamá	0.18	0.22	0.21	0.22	0.17	0.13	0.20	0.21	0.16	0.15	0.16	0.19

Nota: El sombreado amarillo indica el precio promedio más alto de cada año.

Fuente: Sistema de Información Económico Energético (SIEE) y Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).

VII. Recomendaciones

A partir del análisis del mercado eléctrico panameño expuesto en este documento, que incluye la revisión del marco legal, el Plan Energético Nacional 2015 - 2050 y de las estadísticas del sector, así también de lo planteado en entrevistas que realizamos a algunos de los principales actores en este mercado, nos permite formular las siguientes recomendaciones:

En materia de diversificación de la matriz energética, Las recomendaciones que hacemos están en línea con lo que señala el Plan Energético Nacional 2015 - 2050:

- El Estado, a través de la Secretaría Nacional de Energía, debe invertir en estudios que permitan dar a conocer el potencial de otras tecnologías para producir electricidad en el país (generación eólica en las costas, producción mediante las mareas, entre otras).

  Esta iniciativa acortaría el tiempo que se requiere para introducir nuevas tecnologías de generación eléctrica, reduciría los riesgos de inversión al contar con información que les permita evaluar la viabilidad de los proyectos y por último, reduciría el sacrificio fiscal que el Estado realiza al crear leyes que buscan incentivar la inversión en el sector.

En cuanto a la transmisión eléctrica:

- Se deben introducir modificaciones a la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 (que dicta el marco regulatorio del sector eléctrico) en cuanto a la gestión financiara de ETESA, permitiéndole ser más eficiente en sus inversiones.
- Modificar en la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 el régimen de compras de bienes y servicios a fin de agilizar el proceso de adquisición de estos bienes y servicios permitiéndole una mayor eficiencia y eficacia a ETESA al momento de realizar sus inversiones en materia de mantenimiento y expansión de la red de transmisión eléctrica.
- Priorizar la construcción de la cuarta línea de transmisión ya que la tercera línea en los próximos años estará funcionando a su máxima capacidad lo cual traerá limitaciones a las actuales ya que se espera en el mediano plazo un incremento sustancial de la capacidad instalada de generación.
- Buscar mecanismos eficientes para la resolución de las barreras socio ambientales que no permiten el desarrollo del proyecto de Interconexión Colombia Panamá (ICP), ya que el mismo permitirá al país el acceso a fuentes de generación más económicas, incrementará la confiabilidad del sistema eléctrico al suplir de una mayor oferta de generación para atender una demanda creciente. Por otra parte, contribuye a un mayor intercambio de energía entre los países de la región lo que permitirá incrementar los ingresos por exportación de energía.

En materia de eficiencia energética:

- Mayor divulgación de la Ley 69 de 12 de octubre de 2012 o Ley de Uso Racional y Eficiente de la Energía (UREE) en medios de comunicación masivos y centros de estudios, principalmente en materia de educación en el uso eficiente de la energía eléctrica en cuanto a iluminación y uso de electrodomésticos en los hogares, toda vez que son estos los mayores consumidores.
- Hacer de obligatorio cumplimiento la Guía de construcción sostenible para el ahorro energético en edificaciones (Decreto 3142 de 17 noviembre de 2016) nuevas, en materia de medidas activas y pasivas para alcanzar el porcentaje mínimo de ahorro energético en estas nuevas viviendas. Entre las medidas activas podemos mencionar el uso de sistemas mecánicos o eléctricos con un alto grado de eficiencia que permitan el ahorro mínimo de energía establecido en la guía según el tipo de edificación; entre las medidas pasivas, se destaca el diseño arquitectónico de las nuevas edificaciones que permitan el máximo aprovechamiento de las condiciones ambientales del entorno, maximizando las fuentes de control térmico, creando condiciones de confort para los ocupantes.
- Hacer cumplir y mayor divulgación del Decreto Ejecutivo 398 del 19 de junio de 2013 que reglamenta la Ley 69 de 12 de octubre de 2012 (Ley UREE), principalmente en el cumplimiento de establecer en todas las instituciones públicas los administradores de energía y sus comités de energía ya que es el Estado quien debe marcar las pautas a seguir en materia de uso racional de la energía eléctrica.

VIII. Conclusiones

En los últimos diez años, las inversiones por parte del sector privado en materia de energía eléctrica han sido importantes y eficientes al asegurar el suministro futuro de energía. Las inversiones en transmisión eléctrica han estado por debajo de lo requerido en los últimos años con relación a la capacidad de generación.

Por otra parte, no podemos olvidar que en gran medida las políticas dirigidas a incentivar la inversión en el sector eléctrico han contribuido al desarrollo de este sector. Sin embargo, empresas como ETESA han visto su accionar limitado por algunas normativas que en la actualidad requieren modernizarse.

El sector eléctrico panameño se ha caracterizado por el desarrollo más rápido de la generación eléctrica frente al experimentado por la transmisión y distribución eléctrica.

Si bien es cierto, el país va en camino hacia una mejor eficiencia energética en cuanto a la producción, el Plan Energético Nacional 2015 – 2050 establece la necesidad de diversificar aún más la matriz energética. También se hace necesario lograr la eficiencia en el consumo por medio del cumplimiento y la divulgación de la Ley No. 69 de 12 de octubre 2012 o Ley de Uso Racional y Eficiente de la Energía (UREE).

Finalmente, nos queda reconocer que el desarrollo del sector eléctrico ha sido clave en el crecimiento económico del país en estos últimos años, aportando al bienestar de los sectores productivos y las familias. En el mediano y largo plazo se vislumbra todavía un mayor impulso del mismo conforme el país se desarrolle y el papel más preponderante del sector frente a los cambios tecnológicos que se apoyan de forma importante en el consumo de energía eléctrica.

Agradecimiento

Extendemos un sincero agradecimiento a nuestros colaboradores, que en una u otra forma hicieron posible la culminación de este trabajo.

Adicionalmente, agradecemos la colaboración de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, Secretaría Nacional de Energía, Centro Nacional de Despacho, ETESA y a la Cámara de Comercio, Industrias y Agricultura de Panamá.

Bibliografía

América Economía, Energía en Centroamérica, marzo 2017, http://americaeconomia-ca.com/2017/03/07/energia-en-centroamerica/.

Argote, Ramón Oscar. 100 años de Historia de los Servicios Públicos de Electricidad en la República de Panamá.

Banco Mundial, consumo de energía eléctrica, https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.USE.ELEC.KH.PC?locations=AR&name_desc=true

Centro Nacional de Competitividad, El Sector Eléctrico en Panamá, septiembre 2013. http://www.cncpanama.org/phocadownload/Competitividad%20al%20Dia%20No.%20154%20Sector%20Electrico%20en%20Panama.pdf.

CNE. Consejo Nacional de Energía (http://estadisticas.cne.gob.sv/tarifas-electricas/comparativo-centroamericano-de-precios-de-energia/precios-de-la-energia-electrica-en-centroamerica-consumo-residencial/).

CRIE. Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (www.crie.org.gt.).

Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. (ETESA), https://www.etesa.com.pa/transmision.php.

ETESA. Empresa de Transmisión Eléctrica, Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2017 – 2031.Tomo I Estudios Básicos. Gerencia de Planeamiento. Junio 2017.

ETESA. Empresa de Transmisión Eléctrica, Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2017 – 2031.Tomo II del Plan Indicativo de Generación. Gerencia de Planeamiento. Junio 2017.

ETESA. Empresa de Transmisión Eléctrica, Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2017 – 2031.*Tomo III*. *Plan* de *Expansión* de Transmisión. Gerencia de Planeamiento. Junio 2017.

INEC. Instituto Nacional de Estadística y Censo. Publicaciones de Cuentas Nacionales, 2017 y Encuesta de Propósitos Múltiples de marzo, años 2012-2017.

Programa de Apoyo a la Integración Regional Centroamérica (PAIRCA) y el Consejo Universitario Centroamericano (CSUCA), Informe Estado de la Región 2008, Energía en Centroamérica: requerimientos para el crecimiento económico y una inserción internacional ventajosa, (http://unpan1.un.org/intradoc/groups/public/documents/icap/unpan035316.pdf).

Programa de Apoyo a la Integración Regional Centroamérica (PAIRCA) y el Consejo Universitario Centroamericano (CSUCA), Informe Estado de la Región 2008, http://www.ariae.org/download/reuniones/xi_reunion_espana/Sesion3_Mesa1/VictorCarlos_URRUTIA.pdf.

MEF. Plan Estratégico de Gobierno 2015 – 2019 “Un solo país”, diciembre de 2014.

Programa de las Naciones Unidas, Panamá el Futuro que queremos, marzo de 2017.

Proyecto de Integración y Desarrollo Mesoamérica (http://www.proyectomesoamerica.org/joomla/index.php?option=com_content&view=article&id=171&Itemid=100).

Secretaría Nacional de Energía SNE), Estudio de Suministro Futuro de Electricidad de la República de Panamá, http://www.energia.gob.pa/tmp/file/311/d.pdf.

Secretaría Nacional de Energía SNE), El Mercado Eléctrico de la República de Panamá, 31 de diciembre de 2016, http://www.energia.gob.pa/tmp/file/311/Sector%20Eléctrico%20-%20Panamá,%20161231.pdf.

Sistema de Información Económico Energético, www.olade.org/producto/sie-regional-2/modulo-siee.

Anexo

Proyectos de generación eléctrica a futuro, según tipo de planta

Inicio de Operaciones	Ubicación	Empresa	Potencia (MW)
TOTAL			**2,471.2**
HIDRÁULICA			**393.7**
dic-17	Chiriquí-Bugaba-Aserrio de Gariché	Hidro Burica S.A.	63.0
nov-17	Chiriquí - Renacimento - Monte Lirio	Café de Eleta S.A.	0.6
nov-17	Chiriquí -Bugaba - Volcan	Hidroeléctrica Barriles S.A.	3.7
nov-17	Chiriquí - Boquete - Caldera	Darrin Bussiness S.A.	2.0
oct-17	Chiriquí - Boquete - Paraiso	Hidro Piedra S.A.	7.6
oct-17	Chiriquí - Bugaba - Santa Marta	Hidroecológica San Andres S.A.	9.9
ago-17	Veraguas - La Mesa - San Bartolo	Corporación de Energía del Istmo Ltda. S.A.	15.1
feb-18	Chiriquí - Bugaba - Cerro Punta	Haras Cerro Punta S.A.	0.7
mar-18	Veraguas - Santa Fe y Calobre - Gatun y La Yeguada	Panamá Energy Finance. Inc.	38.6
oct-18	Veraguas - San Francisco	Panamá Hydroelectrical Development	25.6
dic-19	Chiriquí - Bugaba - Volcán	Hidroeléctrica Barriles S.A.	1.0
dic-19	Chiriquí - Bugaba - Volcán	Hidroeléctrica Barriles S.A.	2.0
feb-22	Bocas del Toro - Changuinola - Valle del Risco	Bocas del Toro Energía S.A.	223.9
FOTOVOLTAICA			**345.5**
jul-17	Coclé - Aguadulce - El Roble	Llano Sánchez Solar Power S.A.	8.0
abr-17	Coclé - Aguadulce - El Roble	Llano Sánchez Solar Power S.A.	10.0
abr-17	Coclé - Aguadulce - El Roble	Llano Sánchez Solar Power S.A.	10.0
abr-17	Coclé - Aguadulce - El Roble	Llano Sánchez Solar Power S.A.	10.0
jul-17	Veraguas - Santiago - Carlos Santana	Green Electric S.A.	10.0
may-17	Panamá - Panamá - Tocumen	Panamá Solar Energy Providers Inc.	45.0
mar-17	Coclé - Aguadulce -Aguadulce	Panamá Solar 2 S.A.	16.0
abr-17	Coclé - Aguadulce - Jagüito	Sol Real Uno S.A.	5.0
sep-17	Los Santos - Guararé - El Espinal	PSZ1 S.A.	8.5
nov-17	Coclé -Penonomé - El Coco	Avanzalia Panamá S.A.	120.0
mar-18	Coclé - Aguadulce - El Roble	Panasolar Generation S.A.	9.9
abr-18	Chiriquí - David - David	Tecnisol I S.A.	10.0
abr-18	Chiriquí - David - David	Tecnisol II S.A.	10.0
abr-18	Chiriquí - David - David	Tecnisol III S.A.	10.0

Inicio de Operaciones	Ubicación	Empresa	Potencia (MW)
abr-18	Chiriquí - David - David	Tecnisol IV S.A.	10.0
may-18	Coclé - Aguadulce - El Roble	Providencia Solar 1 S.A.	10.0
dic-18	Coclé - Aguadulce - El Roble	Jagüito Solar	10.0
feb-19	Coclé - Aguadulce - El Roble	Agua Dulce Solar Inc.	16.6
feb-19	Coclé - Aguadulce - El Roble	Bosques Solares de Penonomé Inc.	8.3
feb-19	Coclé - Aguadulce - El Roble	Bosques Solares de Coclé Inc.	8.3
EÓLICA			**662.0**
ene-18	Coclé -Penonomé - Toabre y Tolú	Parque Eólico Toabré S.A.	225.0
ene-18	Coclé - Antón - Juan Días, San Juan de Dios, Antón (cab.) Caballero, Santa Rita y El Chirú	Parque Eólico Toabré S.A.	105.0
dic-18	Coclé - Penonomé - Coclé y El Coco	UEP Penonomé II S.A.	16.5
dic-18	Coclé - Penonomé - El Coco	UEP Penonomé II S.A.	49.5
feb-21	Veraguas - Comarca de NGÓBE Bugle, Santa Fe y Ñürün-Santa Fe y El Guay, El Paredón	Heilium Energy Panamá S.A.	150.0
may-21	Veraguas - Santa Fe - Santa Fe y el Alto	Heilium Energy Panamá S.A.	116.0
TÉRMICA			**1,070.0**
abr-18	Colón - Colón - Cristóbal	Gas Natural Atlántico S.A. R.L.	400.0
Por definir	Colón - Colón - Cristóbal	Panamá NG Power S.A.	670.0

Fuente: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.

MINISTERIO DE ECONOMÍA Y FINANZAS
República de Panamá

Dirección de Análisis Económico y Social

Raúl Moreira Rivera

Director

Margarita Aquino Cornejo

Subdirectora

Departamento de Análisis Económico
Tel. (507) 504-2842

María Elizabeth Rojas
Jefa

Departamento de Análisis Social
Tel. (507) 504-2858

Yamileth Castillo G.
Jefa

Departamento de Información y Análisis Estadístico
Tel. (507) 504-2854

Julio Diéguez H.
Jefe

Analistas

Esilda Atencio
Eudemia Pérez
Humberto Garuz
Janine Chandler
Joslyn Guerra
María C. González
Mariel Varela
Omar Araúz
Omar Moreno
Ricardo Nieto
Rogelio Rubatino
Rosa E. Núñez
Tanya Almario
Tatiana Lombardo

Personal Administrativo

Verónica Cumberbach
Tel. (507) 504-2987

María Eleyza Oses

Irasema González

Diseño de Relaciones Públicas

Impresión en Sección de Reproducción

http://www.mef.gob.pa/es/informes/Paginas/CBA-2017.aspx

MEF
MINISTERIO DE
ECONOMÍA Y FINANZAS
República de Panamá

Dirección de Análisis Económico y Social

www.mef.gob.pa

Síguenos en: mefpanama @mefpanama YouTube www.mef.gob.pa