

Subastas de energía renovable en Latinoamérica y Caribe

Caso de Estudio: Panamá



Este proyecto está financiado por el Fondo para el Medio Ambiente Mundial

Autor del Documento:

Factor (2017)

Colón de Larreátegui, 26, 48009 Bilbao, Bizkaia (España)

www.wearefactor.com

factorenergy@wearefactor.com

En el desarrollo de este informe han participado las siguientes personas:

Rebeca Ramírez, Consultora;

Hugo Lucas, Factor.

Este proyecto está financiado por el Fondo para el Medio Ambiente Mundial (FMAM).

Este documento se inscribe en el marco del proyecto "*Mecanismos y redes de transferencia de tecnología relacionada con el Cambio Climático en América Latina y el Caribe*" (ATN/FM-14384-RG). Todos los derechos reservados. Ninguna parte de este documento puede ser reproducida sin el permiso del Banco Interamericano de Desarrollo.

Índice

Acrónimos	3
1. Introducción	4
2. Contexto nacional	5
2.1. Marco social y macroeconómico	5
2.2. Sector energético	6
2.3. Marco institucional	8
2.4. Marco regulatorio	11
2.5. Sistemas de apoyo a las energías renovables	12
3. Sistema de subasta de energías renovables	16
3.1. Descripción del sistema de subasta	16
3.2. Resultados de la implementación del sistema.	22
4. Discusión y lecciones aprendidas.	28
5. Bibliografía	30
Anexo I: Licitación Eólica 05-11	31
Anexo II: Licitación Eólica 03-13	32
Anexo III: Licitación Solar 03-14	34

Índice de tablas

Tabla 1: Indicadores socio-económicos.	5
Tabla 2: Consumo de energía final por fuente.	6
Tabla 3: Uso de energía final por sectores.	7
Tabla 4: Capacidad instalada y generación eléctrica 2015.	7
Tabla 5: Marco institucional.	9
Tabla 6: Sistemas de apoyo a las energías renovables en Panamá.	14
Tabla 7: Metas de contratación de las empresas distribuidoras.	16
Tabla 8: Diseño de subastas de electricidad de origen renovable en Panamá.	19
Tabla 9: Subastas de energías renovables.	22
Tabla 10: Resultado de subastas.	27



Acrónimos

ASEP	Autoridad Nacional de los Servicios Públicos
BM	Banco Mundial
CND	Centro Nacional de Despacho
DMG	Demanda Máxima de Generación
EGESA	Empresa de Generación S.A.
ETESA	Empresa de Transmisión Eléctrica S.A.
FAJU	Factor de ajuste. Fracción del precio de la energía sujeta a ajustes por inflación
INEC	Instituto Nacional de Estadística y Censo
IPC	Índice de Precios al Consumidor
IRHE	Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación
LAC	América Latina y Caribe
PIB	Producto interior Bruto
PNE	Plan Nacional de Energía 2015 - 2050
PNUD	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
PPA	Contrato de compra de electricidad
PSF	Pequeños sistemas fotovoltaicos
OER	Oficina de Electrificación Rural
SNE	Secretaría Nacional de Energía



1. Introducción

El sector eléctrico panameño a grandes rasgos se puede definir como sigue: (i) un parque de generación de 3,235 MW de capacidad, formado por plantas térmicas, hidráulicas de embalse, hidráulicas de pasada y, recientemente, parques eólicos y fotovoltaicos; (ii) la actividad de transmisión es realizada por la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (ETESA) cuyo 100 % de las acciones son del Estado; y (iii) la distribución está organizada en áreas de concesión que no compiten entre sí.

En los últimos años, debido al auge de la economía panameña las necesidades energéticas han aumentado considerablemente. Se prevé una tasa de crecimiento de la demanda eléctrica en el largo plazo de 6 %, lo que implica tener que duplicar el parque de generación cada 10 años.

Panamá, con la entrada en vigor de la Ley 6 de 1997, establece un sector de generación eléctrica liberalizado, abierto totalmente a la participación privada, y con un marco regulatorio claro.

Las empresas distribuidoras están requeridas a tener cubiertos diferentes porcentajes de la potencia y energía comercializada en el corto, medio y largo plazo. ETESA elabora los pliegos e implementa las subastas. Los contratos son firmados entre los ganadores de la licitación y las empresas de distribución con el requerimiento.

La Secretaría Nacional de Energía (SEN), organismo rector en políticas energéticas, ha buscado incentivar el desarrollo de fuentes renovables y limpias mediante subastas específicas de eólica, fotovoltaica e hidráulica.

El apoyo a la generación a partir de fuentes de energías renovables no se limita a la firma de contratos con precio garantizado y cuenta con otras medidas de tipo fiscal, acceso a redes y balance neto entre otras.

Actualmente Panamá cuenta con el parque eólico más grande de Centroamérica con 270 MW instalados, varios parques fotovoltaicos superando los 40 MW de capacidad instalada, siendo el aporte de las energías renovables un 65 % de la generación del país.

El Plan Nacional de Energía 2015-2050 (PNE), elaborado y consensuado con la sociedad civil panameña, plantea un escenario energético en donde deberán desarrollarse en gran medida las fuentes renovables en especial solar y eólica, así como la eficiencia energética y la generación distribuida. Igualmente, propone una sustitución de las centrales térmicas convencionales por centrales de gas natural que funcionarán como respaldo de potencia firme.

El indicador "Climascopio" que analiza el marco regulatorio y condiciones de inversión para las energías renovables situó, en 2015, a Panamá en la undécima plaza, entre los países de América Latina y Caribe (LAC) (Fomin et al.; 2015). La misma fuente estima una inversión de 868 millones de US\$ en energías renovables en el país en el año 2014 y una inversión acumulada en el periodo 2009 -2014 de 1,950 millones de US\$.



2. Contexto nacional

2.1. Marco social y macroeconómico

Panamá es un país que ha evolucionado mucho en la última década, prueba de ello es que se ha ubicado entre los primeros lugares de los países de LAC con mayor crecimiento económico (Banco Mundial, 2016). El crecimiento medio anual entre 2001 y 2013, fue del 7.2 %, más del doble del promedio de la región. La tasa de crecimiento anual del PIB para los últimos años ha sido de 6.2 % en el 2014; 5.8 % en el 2015 y se espera que cierre el 2016 con 5.9 %.

La tasa de crecimiento demográfico de Panamá ha decrecido de 2 % en el período 1990-2000 a 1.8 % entre 2000 y 2008. La población urbana según el censo de 2010, alcanzó el 65 % de la población total. El Índice de desarrollo humano es alto, (0.780), y se considera un país con ingresos medio-alto (Banco Mundial, 2016). Sin embargo, la participación de la población panameña en los beneficios del progreso social es muy desigual en los distintos ámbitos de la geografía nacional, según el Atlas de Desarrollo Humano y Objetivos del Milenio, Panamá 2010, donde se indica que los ingresos más altos se ubican en el área metropolitana (Ciudades de Panamá y Colón), con ingresos que superan entre un 30 y un 40 % al resto del país (PNUD, 2010).

La economía de Panamá está dominada por el sector del comercio y los servicios, que contribuyen al 74.3 % del PIB. La Tabla 1 presenta los principales indicadores socio-económicos del país.

Tabla 1: Indicadores socio-económicos.

Fuente: Elaboración propia.

Indicador	Año	Valor	Unidad	Fuente
Población	2015	3.93	Millón de habitantes	BM
Crecimiento demográfico	2000-2008	1.8	%	INEC
Población urbana	2015	65	%	INEC
Superficie		78,569	km ²	BM
PIB	2015	52,130	M US\$	BM
PIB per cápita	2015	13,268	US\$ per cápita	BM
Crecimiento PIB	2006-2015	12	%/año	INEC/SNE
Facilidad para hacer negocios	2015	69/189	Clasificación	BM
Desarrollo humano	2015	Alto: 0.780/(60)	Nivel: Índice/(clasificación)	PNUD



2.2. Sector energético

Consumo de energía final

Desde que comenzó el siglo, el consumo de energía final se ha duplicado. En cuanto a las fuentes, los productos petrolíferos contribuyen la mayor parte de la energía final consumida, más del 70 % en el año 2015, principalmente por su peso en el sector del transporte¹. Es relevante que el consumo de electricidad se ha incrementado en un 125% en lo que va de siglo. Por último, En el año 2000, la industria consumía carbón mineral, sin embargo, en el año 2015 el carbón mineral ha desaparecido de la industria, habiendo sido reemplazado por el coque de petróleo. La Tabla 2 muestra el consumo total de energía final por fuentes para los años 2000 y 2015.

Tabla 2: Consumo de energía final por fuente.

Fuente: SNE.

Fuente	2000	2015	Unidad
Productos petrolíferos	1,118	2,474	Ktep
<i>Diésel</i>	439	1,204	
<i>Gasolinas</i>	428	896	
<i>Otros</i>	251	375	
Carbón	45	0	Ktep
Biomasa	291	268	ktep
<i>Leña</i>	241	222	
<i>Bagazo</i>	48	45	
<i>Carbón vegetal</i>	2	0	
Electricidad	344	774	ktep
Total	1,799	3,516	ktep

Consumo de energía final por sectores

Al analizar la evolución del consumo de energía final desde el año 2000 a la fecha, se observa el crecimiento participativo del sector transporte, comercial y de la industria. El sector residencia disminuye porcentualmente su participación en el consumo de energía final por el acceso gradual a nuevos energéticos y a tecnologías más eficientes. En el año 2015 el sector transporte consumió más del 43 % de la energía, seguido del sector industrial que representó el 26 % de todo el consumo final de energía. La Tabla 3 presenta los porcentajes de participación para la serie periódica del 2000 al 2015.

¹ El Sector Transporte en Panamá se refiere a movilidad. Esto no incluye el combustible almacenado en Zonas Libres de Petróleo que se utilizan para el servicio de "bunkering" del Canal de Panamá, ya que es considerado una re-exportación desde zona franca.

**Tabla 3: Uso de energía final por sectores.**

Fuente: Secretaría Nacional de Energía.

Sector	2000	2005	2010	2015
Transporte	32 %	38 %	47 %	43 %
Industria	19 %	23 %	21 %	26 %
Residencial	37 %	27 %	19 %	16 %
Comercial y servicios públicos	8 %	11 %	11 %	14 %
Agricultura, pesca y minería	2 %	1 %	0 %	1 %

Generación eléctrica

Hasta el año 2010, con la entrada de una central térmica de carbón, el sistema eléctrico panameño contaba exclusivamente con centrales hidráulicas y térmicas de fueloil y diésel. Como muestra la Tabla 4, ya en el 2015 se puede apreciar la incorporación de otras tecnologías como la fotovoltaica y eólica. En dicho año, el 65 % de la producción de electricidad se debió a fuentes renovables. Las pérdidas en el sistema eléctrico en el 2015 alcanzaron el 14.1% de la generación bruta. El consumo per cápita de electricidad alcanzó en 2015 los 2,612 kWh, con una cobertura eléctrica del 94 % de la población.

Tabla 4: Capacidad instalada y generación eléctrica 2015.

Fuente: SNE.

Tecnología	MW	%	GWh	%
Térmicas con combustibles fósiles	1,202	37 %	3,570	35 %
<i>Diésel</i>	584		250	
<i>Fueloil</i>	498		2,609	
<i>Carbón</i>	120		712	
Renovables	2,032	63 %	6,692	65 %
<i>Hidroeléctrica</i>	1,726		6,257	
<i>Eólica</i>	252		419	
<i>Fotovoltaica</i>	54		16	
Total	3,235		10,262	

Con una capacidad total instalada de 3,235 MW la demanda punta se situó en el año 2015 en 1,618 MW. Es interesante destacar que los niveles de intercambio con los países centroamericanos dependen en gran medida de los meses y el régimen de lluvias que se tenga para un año en particular. En el caso del año 2015, Panamá se comportó como un exportador neto de electricidad, sin embargo, no fue así durante los años 2013 y



2014². Indistintamente, los volúmenes de intercambios totales son marginales (inferiores al 2% de la generación del país).

Si se desagrega el consumo de electricidad por sectores, se notará que el 60 % se destina a comercio y servicios, seguido del sector residencial que consume el 32 % de la energía eléctrica. La industria consume solamente el 8 %.

2.3. Marco institucional

Con la Ley 6 de 1997, se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad, privatizándose la empresa pública verticalmente integrada, el Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE) y desagregándose en 8 empresas en total para las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Esta ley es la base de funcionamiento del sector eléctrico panameño.

Igualmente, con la promulgación de la Ley 26 de 1996, se crea el Ente Regulador de los Servicios Públicos de Agua, Electricidad y Telecomunicaciones, actualmente, Autoridad de los Servicios Públicos (ASP), quién lleva la responsabilidad de regular el sector eléctrico. El organismo rector en el establecimiento de la política energética es la Secretaría Nacional de Energía (SNE).

La Tabla 5 recopila la descripción de los principales actores del sector eléctrico panameño.

² La importación neta del año 2013 fue 0.7% y en el año 2014 1%.



Tabla 5: Marco institucional.
Fuente: Elaboración propia.

Nombre	Descripción	Otros
Secretaría Nacional de Energía (SNE)	Entidad del Órgano Ejecutivo rector en políticas energéticas, cuya misión es formular, proponer e impulsar la política nacional de energía. Establecido mediante la Ley 43 de 25 de abril de 2011. Está adscrito al Ministerio de la Presidencia.	www.energia.gob.pa
Autoridad de los Servicios Públicos (ASEP)	La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ASEP) establecida mediante Ley 26 de 1996 y sus modificaciones, regula y fiscaliza los sectores de electricidad, telecomunicaciones, agua y alcantarillado.	www.asep.gob.pa
Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (ETESA)	Empresa dedicada a la transmisión de energía eléctrica, cuyo 100 % de las acciones pertenece al Estado. Actualmente, es el encargado de llevar a cabo las subastas de energía eléctrica.	www.etsa.com.pa
Ministerio de Ambiente	Ministerio encargado de todo lo relacionado con el ambiente. Responsables de la aprobación de los estudios de impacto ambiental para todo proyecto.	www.miambiente.gob.pa
Centro Nacional de Despacho (CND)	Centro encargado del despacho de la electricidad, transacciones del mercado eléctrico, así como de la operación en tiempo real del sistema. Es una dependencia de la ETESA.	www.cnd.com.pa



Oficina de Electrificación Rural (OER) de Organismo dependiente del Órgano Ejecutivo, encargado de promover la electrificación de las áreas rurales no servidas, no rentables y no concesionadas.

www.oer.gob.pa

Empresas generadoras Debido a que desde el año 1997 se privatizó el sistema eléctrico, actualmente hay más de 46 empresas generadoras y muchas otras en trámites de obtener licencias y concesiones para proyectos de generación eléctrica. De los agentes generadores, solamente tienen capital mixto las empresas de generación provenientes del IRHE, en las que el Estado quedó con un remanente de las acciones, y una empresa con capital 100 % estatal que es la Empresa de Generación S.A. (EGESA).

Empresas distribuidoras Encargadas de la distribución y comercialización del servicio eléctrico en su área concesionada para tal actividad. Las empresas distribuidoras son 3: EDEMET, EDECHI y ENSA. Cada una de ellas responde a un área geográfica concesionada y no compiten entre sí. Las empresas EDEMET y EDECHI pertenecen al grupo Gas Natural Fenosa y la empresa ENSA a Empresas Públicas de Medellín.

Grandes Clientes Consumidores cuya demanda es mayor de 100 kW y han solicitado dicha figura. Pueden realizar transacciones de compra de energía en el spot, así como realizar contrataciones directas con agentes productores. Actualmente no hay gran participación, el consumo de todos ellos es aproximadamente el 3% de la generación total.

Autogeneradores y cogeneradores Participantes del mercado eléctrico que tiene dicha figura y pueden realizar transacciones de compra y venta de energía en el spot, así como realizar contrataciones directas con otros agentes.



2.4. Marco regulatorio

El gobierno de Panamá desarrolló durante el año 2015 el “Plan Nacional de Energía 2015-2050, Panamá: El Futuro que queremos” bajo un esquema participativo de consulta extensa por diferentes actores de la sociedad civil, la academia, gremios empresariales, y representantes de pueblos originarios, entre otros. El mismo fue aprobado en el Decreto No. 34 de 29 de marzo de 2016 y publicado en la gaceta oficial No. 28003 de 5 de abril de 2016.

Uno de los principales ejes de dicho plan es la diversificación de la matriz energética con el mayor desarrollo de fuentes renovables y limpias. Ciertamente el Plan evoca a la “necesidad de que el sistema energético se transforme en uno que haga menos uso de los combustibles fósiles. Esto significa hacer más uso de las energías renovables para cumplir con los retos que nos impone el cambio climático y la contaminación local”.

La Ley 6 de 1997, regulada por el Decreto 22 de 1998, 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.

En lo que respecta a las subastas la Ley 6 de 1997 establece que las compras de energía y/o potencia se llevarán a cabo por medio de actos de licitación pública (subastas) como método de adquisición, y se le otorga a ETESA esta labor, para suplir los requerimientos de las empresas distribuidoras.

La SNE formula las recomendaciones a ETESA como gestor de compras, para la realización de subastas, quién a su vez elaborará los pliegos para la evaluación de la ASEP, de manera que se adapten a los nuevos requerimientos de una matriz energética.

A partir de la promulgación de la Ley 43 de 9 de agosto de 2012, que modifica la Ley 6 de 1997 (Ley Marco del Sector Eléctrico), se permitió realizar dichos actos de licitación para contratar energía procedente de una tecnología concreta, o de un conjunto de ellas. Este procedimiento es denominado licitaciones por “pliegos de cargos especiales”. Igualmente, la Ley 43 recoge una preferencia de un 5 % en el precio evaluado para las fuentes renovables, en cada uno de los subastas o licitaciones que efectúe para comprar energía y potencia, de tal manera que si el precio de la oferta de energía renovables es hasta un 5 % superior al de la convencional se deberá escoger la renovable.

Los “pliegos de cargos especiales” estarán sujetos a las directrices de política energética que establezca la SEN y tienen por objetivo realizar subastas por tipo de tecnología con la intención de diseñar la matriz eléctrica nacional.



Igualmente, existen Leyes especiales en las que se otorgan incentivos para el fomento de la generación hidroeléctrica, eólica, solar y biomasa, de tipo fiscal, de acceso a las redes y acceso al mercado. Además, desde el año 2008, Panamá cuenta con una Ley de balance neto para promocionar la generación distribuida a partir de fuentes renovables.

2.5. Sistemas de apoyo a las energías renovables

Uno de los principales ejes del PNE 2015-2050 es la diversificación de la matriz energética con el mayor desarrollo de fuentes renovables y limpias. Basado en este eje principal el Plan Operativo de Corto Plazo 2015-2019 establece una política de fomento a las fuentes renovables y limpias, consolidando en un solo marco normativo todas las fuentes renovables, definiendo reglas claras y buscando eliminar las distorsiones en los precios de la energía mediante la implementación de un impuesto al contenido de carbono, de manera que las fuentes renovables y el gas natural puedan competir en los procesos competitivos con las energías de origen fósil.

Además de las subastas específicas, existen otros apoyos al desarrollo de proyectos que utilicen fuentes renovables que van desde beneficios fiscales tanto arancelarios como sobre la renta; de acceso a las redes, con exoneraciones del pago de tarifas de transmisión y distribución; y de acceso al mercado. La Tabla 6, recoge los mecanismos de apoyo a las renovables de tipo fiscal, de acceso a la red y al mercado.

Otro aspecto fundamental del PEN 2015-2050 es la promoción de la generación descentralizada a partir de fuentes renovables. A la fecha, noviembre 2016 existen aproximadamente 10 MW de autogeneración³ con pequeñas centrales renovables y limpias (balance neto). El balance neto empezó en Panamá desde el año 2008 mediante la resolución AN No.2060-Elec de 10 de septiembre de 2008, posteriormente fue ampliada mediante la resolución AN No.3028-Elec de 22 de octubre de 2009, que establecía el procedimiento para la Interconexión de pequeños sistemas fotovoltaicos (PSF), no mayores de diez kilowatts. Todo esto fue modificado en la resolución AN No.5399-Elec de 27 de junio de 2012, que establecía y aprobaba el procedimiento para la conexión de centrales particulares de fuentes nuevas, renovables y limpias de hasta 500 kW a las redes eléctricas de media y baja tensión de las empresas de distribución eléctrica y que estará vigente hasta el 31 de diciembre de 2017. Posteriormente, mediante la Resolución AN No. 10206-Elec de 11 de Julio de 2016, se aprobó el procedimiento para autoconsumo con fuentes nuevas, renovables y limpias, que no limita la capacidad a instalar, y que regirá a partir a partir del 1 de febrero de 2017.

El método usado para compensación establece que, en caso de registrarse una entrega neta de energía a la red, los pagos por dicha energía serán igual al costo promedio de las compras y contratos de las empresas distribuidoras. Se limita además la cantidad de

³ Fuente: Secretaría Nacional de Energía



energía remunerada a un máximo del 25 % de la energía en base a un análisis del histórico de consumo.

Igualmente, el gran auge de la generación distribuida, incita a pensar en la necesidad de fortalecer las redes de distribución, así como las normas regulatorias de manera que permitan el desarrollo de dichas fuentes sin perjudicar a los clientes regulados⁴. Bajo este mismo enfoque, los desarrolladores de proyectos señalaban la necesidad de establecer criterios más adecuados de remuneración por los excedentes vertidos a la red de distribución.

.

⁴ Nota: Los clientes con autoconsumo actualmente no pagan los gastos asociados a la red de distribución ni de transmisión, sobre costo que, de no haber cambios, a la larga repercutirían sobre los clientes regulados que no puedan autoabastecerse.



Tabla 6: Sistemas de apoyo a las energías renovables en Panamá.

Fuente: Elaboración propia.

Tipo de Apoyo	Descripción	Fuente	Tamaño (MW)	Referencia
Fiscal				
	Para plantas particulares, exoneración de impuestos a la importación para los equipos y repuestos requeridos para la construcción y operación de las plantas.	Renovables	< 0,5	Ley 45 de 2004
	Exoneración de impuestos a la importación para los equipos y repuestos requeridos para la construcción y operación de las plantas.	Renovables	Cualquier potencia	Ley 45 de 2004
	Exoneración del impuesto de importación, aranceles, tasas, contribuciones y gravámenes, así como del impuesto de traslado de bienes materiales y servicios, a las personas naturales o jurídicas que importan equipo destinado a generación eólica con la finalidad de comercializarlos; así como a equipos, máquinas, materiales, repuestos y demás que sean destinados para la construcción, operación y mantenimiento de las centrales eólicas.	Eólica	Cualquier potencia	Ley 44 de 2011
	Exoneración del impuesto de importación, aranceles, tasas, contribuciones y gravámenes.	Solar	Cualquier potencia	Ley 37 de 2013
	Exoneración del impuesto de importación, aranceles, tasas, contribuciones y gravámenes, por un período de 10 años, a partir de la entrada en operación comercial.	Biomasa	Cualquier potencia	Ley 44 de 2011
	Incentivo fiscal de hasta el 25 % del costo directo del proyecto (en base a las emisiones de CO2 equivalente que sean desplazados durante su período de concesión), aplicable al 100 % del impuesto sobre la renta durante los primeros 10 años de operación comercial.	Renovables	< 10	Ley 45 de 2004
	Incentivo fiscal de hasta el 25 % del costo directo del proyecto (en base a las emisiones de CO2 equivalente que sean desplazados durante su período de concesión), aplicable al 50 % del impuesto sobre la renta durante los primeros 10 años de operación comercial.	Renovables	> 10	Ley 45 de 2004
	Exoneración del Impuesto sobre la renta, por un período de 10 años, a partir de la entrada en operación comercial.	Biomasa	Cualquier potencia	Ley 44 de 2011
	Crédito fiscal de hasta el 5 % del costo directo del proyecto por la obra civil que pase a ser de uso público.	Renovables	Cualquier potencia	Ley 45 de 2004
	Crédito fiscal aplicable al impuesto sobre la renta por un máximo del 5 % del valor total de la inversión directa en concepto de obras que se conviertan en infraestructura de uso público.	Eólica	Cualquier potencia	Ley 44 de 2011



Tipo de Apoyo	Descripción	Fuente	Tamaño (MW)	Referencia
	Exoneración de todo gravamen impositivo nacional y municipal, por el término de 15 años, a las actividades de producción de equipamiento mecánico, electrónico, electromecánico, metalúrgico y eléctrico con destino a la fabricación de equipos de generación eólica en el territorio nacional.	Eólica	Cualquier potencia	Ley 44 de 2011
	Exoneración del pago de licencia industrial, licencia comercial, aviso de operación, así como la tasa de control, vigilancia y fiscalización, impuestos y/o tasas municipales, por un período de 10 años, a partir de la entrada en operación comercial.	Biomasa	Cualquier potencia	Ley 44 de 2011
Acceso a la red				
	Exoneración del pago de la tarifa de transmisión y de distribución.	Renovables	< 10	Ley 45 de 2004
	Exoneración del pago de la tarifa de transmisión por los primeros 10 MW durante los primeros 10 años de operación comercial.	Renovables	10 < MW < 20	Ley 45 de 2004
	Método de depreciación acelerada del equipo destinado a la generación eólica.	Eólica	Cualquier potencia	Ley 44 de 2011
	Exoneración de cargos de distribución y transmisión cuando vendan en forma directa o en el mercado ocasional, por un período de 10 años, a partir de la entrada en operación comercial.	Biomasa	Cualquier potencia	Ley 44 de 2011
Acceso al mercado				
	Pueden contratar directamente con cualquier empresa de distribución independientemente de donde esté ubicada la planta.	Renovables	< 10	Ley 45 de 2004
	Pueden vender energía en el mercado ocasional, vender su potencia firme a la distribuidora, a otro generador o distribuidor u ofertar en el mercado centroamericano.	Renovables	Cualquier potencia	Ley 45 de 2004



3. Sistema de subasta de energías renovables

3.1. Descripción del sistema de subasta

Es obligatoriedad de las empresas distribuidoras tener el 100 % de su demanda contratada para los dos años siguientes, 90 % para los años 3-4 y así sucesivamente tal como se muestra en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**Tabla 7.

Tabla 7: Metas de contratación de las empresas distribuidoras.

Fuente: Reglas de compra⁵.

Años corrientes	Obligación mínima de contratar (%)
1 – 2	100
3 – 4	90
5 – 6	80
7 – 8	70
9 – 10	60
11 – 12	50
13 – 14	40
15 – 21	30

Esta obligación mínima de contratar se refiere tanto a potencia como a energía. La potencia debe contratarse hasta cubrir la demanda máxima de generación (DMG) de las empresas de distribución eléctrica. Se subasta el número de MW (capacidad); de MWh (generación), o ambas (potencia y energía asociada); requeridos para cumplir con los objetivos de contratación anuales.

En las subastas estándar, todos los generadores compiten entre sí (fósiles y renovables). Como comentado, la ley 43 de 2012, que modifica la Ley 6 de 1997 de prestación del servicio de electricidad, permite la realización de subastas o licitaciones públicas mediante un "pliego de cargos especiales". Esta modalidad permite diseñar licitaciones por tipo de tecnología como es el caso de la eólica o la fotovoltaica, o incluso un mix de tecnologías, según las directrices de política energética establecidas por la SEN.

Para la ejecución de una licitación, hay diversas instituciones responsables, la responsabilidad principal, recae sobre ETESA, que es por ley el agente gestor de la licitación y evaluador de ofertas, sin embargo, no es firmante del contrato.

⁵ Reglas de Compra para el Mercado Mayorista de Electricidad, aprobadas mediante Resolución AN No. 991-Elec de 11 de julio de 2007 y sus modificaciones



ETESA, publica anualmente el informe de contrataciones basado en los requerimientos de los distribuidores y los resultados de las licitaciones previas, estos documentos brindan una idea de los faltantes de energía y potencia para cumplir con los mínimos obligatorios, sin embargo, no existe un cronograma definido de las subastas.

Para lograr las contrataciones, ETESA convoca la subasta, los pliegos deben ser aprobados por la ASEP como ente fiscalizador de las actividades del sector facultado para establecer criterios y procedimientos para los contratos de venta de energía y potencia.

Información tal como los requisitos administrativos, estudios necesarios para obtener el acceso a la red o requisitos para la licencia definitiva, así como pliegos de otras licitaciones, precios de spot y características del mercado son públicos y se pueden obtener en los sitios de internet de la ASEP y ETESA.

De manera genérica para cualquier licitación pública, a las empresas participantes se les exige estar constituidas en el país, demostrar un número mínimo de años trabajando en el sector y solvencia financiera.

En el caso de proyectos energéticos se solicita contar con una licencia o concesión para la generación de electricidad o estar tramitándola. Este procedimiento se lleva a cabo en la ASEP. Para la obtención de una licencia de generación, el agente deberá tener aprobado el estudio de impacto ambiental. El mismo debe ser presentado ante el Ministerio de Ambiente. Recientemente, para la obtención de la licencia, se ha agregado una "fianza de construcción" y otra fianza de "cumplimiento" que no forman parte de las garantías de la subasta, sino de los requisitos para obtener la licencia.

La fianza de construcción tiene una cuantía del diez por ciento (10 %) de la inversión necesaria para la nueva planta a instalar, la cual debe basarse en costos internacionales de plantas de generación de acuerdo a la tecnología empleada. Dicha fianza debe estar vigente hasta que finalice la construcción del proyecto, fecha en la que será devuelta al licenciatario.

La fianza de cumplimiento de la licencia garantizará el fiel cumplimiento de la construcción y operación de las centrales de generación eléctrica. Los montos asignados de dicha fianza para los proyectos por tipo de tecnología son:

- Eólica US\$ 500 x MW nominal o fracción a instalar.
- Gas Natural US\$ 2,000 x MW nominal o fracción a instalar.
- Fotovoltaica US\$ 2,000 x MW nominal o fracción a instalar.

Además de las fianzas que cualquier generador debe satisfacer para obtener la licencia, para la participación en las subastas, con el fin de garantizar la firma del contrato se exige una garantía de seriedad de oferta, usualmente han sido entre US\$ 7,000 y 10,000 US\$/MW de potencia ofrecido. Sin embargo, en la licitación realizada el 17 de noviembre de 2016, se solicitó 25,000 US\$/MW de potencia firme ofertada.

Con el fin de garantizar el cumplimiento de las obligaciones contraídas en el contrato, se deberá entregar a la firma del mismo una garantía de fiel cumplimiento. Esta garantía



servirá para compensar los sobrecostos de la tarifa de los clientes regulados en caso de incumplimiento del proponente. Su valor se propone como una fórmula que tiene en cuenta entre otras variables la potencia equivalente adjudicada y el precio ofertado.

Igualmente, el comprador (distribuidoras) deberá presentar una garantía de pago, válida durante el periodo de duración del contrato, la cual se calcula como el 70 % de la potencia mensual⁶ máxima ofertada al precio ofertado, y está dedicada a cubrir un posible incumplimiento en los pagos al generador.

Para las energías renovables, la responsabilidad de la determinación del recurso recae enteramente sobre el inversionista o desarrollador ya que no hay un organismo público que ponga a disposición mapas de los recursos.

Debido a que el sector eléctrico panameño funciona como un mercado abierto a la inversión, no se discrimina partes del territorio ni se priorizan zonas. La ubicación de la planta queda en manos meramente del inversionista o desarrollador del proyecto.

Así como no hay preferencia en el sitio para desarrollar un proyecto, no hay límite máximo al tamaño de los proyectos que un inversionista desee desarrollar, la única restricción se basa en la aprobación del estudio de impacto ambiental que se debe proporcionar al Ministerio de Ambiente. Además para las subastas de centrales de embalse se exigía un embalse de regulación mayor de 90 días.

En la mayoría de las subastas realizadas no se ha discriminado si la instalación debe ser nueva o existente. En subastas destinadas a robustecer el sistema con la adición de potencia firme, por razones de posible enfrentamiento a fenómenos climáticos en donde se solicita una adición de potencia firme en un periodo de tiempo cercano, las repotenciaciones y/o centrales nuevas de combustibles fósiles que se pueden construir rápidamente tienen pues una ventaja competitiva.

Todas las subastas de energía en Panamá se anuncian en la página web del agente gestor, en este caso ETESA. Las bases de la licitación se deben comprar en ETESA a un costo simbólico de US\$ 50.

La subasta es del tipo en sobre cerrado (sealed-bid). Los desarrolladores de proyectos presentan sus ofertas de precio y montos de potencia y/o energía ofertados. Concluido el plazo de recepción, todos los sobres son abiertos ante los participantes de la licitación.

Desde la modificación de la Ley 6 de 1997 mediante la Ley 57 de 2009, donde se otorga a ETESA la facultad de ser el agente gestor, no se han encontrado casos en que no se presentaran proponentes, sin embargo, el agente gestor puede, en dicha singularidad,

⁶ Todas las propuestas deben desglosar la oferta de energía mensualmente para todo el periodo de duración del contrato.



decretar la licitación desierta. Igualmente, si se diese el caso de precios muy por encima de lo referenciado, podría decretarse ofertas onerosas y no adjudicarse la licitación.

El precio techo para las subastas de proyectos eólicos fue de 110 Balboas⁷/MWh y para la tecnología fotovoltaica 140 Balboas/MWh, las subastas de hidráulica no incluyeron precios techos. Los precios techos son públicos.

El criterio de adjudicación de la licitación es, y ha sido hasta el momento, el menor precio ofertado o la combinación de ofertas que resulte en el menor precio para el comprador. Basado en esto, no se considera un sobre costo producto de las licitaciones de energías renovables. Todos los contratos obtenidos como resultado de subastas, pasan a formar parte de la tarifa eléctrica para los clientes regulados.

El proponente adjudicado firmará un contrato (PPA) con la empresa distribuidora por el periodo de tiempo que haya ofertado o licitado, normalmente la eólica hasta 15 años y la fotovoltaica hasta 20 años, al precio ofertado (pay-as-bid). Los contratos son en moneda local, Balboa, que tiene paridad con el Dólar americano.

Dependiendo de lo establecido en el pliego se aceptarán diversas indexaciones por aumento en el costo de la vida. Se permitirá indexar una parte del precio, considerando las variaciones que tenga el Índice de Precios al Consumidor (IPC). La porción del precio que es posible indexar es indicado por ETESA, se conoce como FAJU (factor de ajuste) y es la porción del precio de la energía contratada sujeta a ajuste por inflación, usualmente es de 0.25, así fue en la subasta eólica de 2013 mientras que, en la subasta hidráulica del 2014, el FAJU lo determinaba el proponente entre un valor de 0 a 0.15.

Existen sanciones por incumplimiento o retrasos, los cuales son: la ejecución de las fianzas y en caso de que el proponente tenga un retraso en la entrada de operación deberá operar con contratos de respaldo.

La Tabla 8 recopila a modo de resumen las principales opciones de diseño de las subastas de energía renovable a través de "pliegos de cargos especiales" en Panamá.

Tabla 8: Diseño de subastas de electricidad de origen renovable en Panamá.

Fuente: Elaboración propia.

Criterio de diseño	Descripción
Objetivo	Cumplir con las necesidades de contratación de las empresas distribuidoras tanto en potencia, energía como ambas.

⁷ El Balboa mantiene la paridad con el US\$.



Criterio de diseño	Descripción
Regularidad / periodicidad de las subastas	No existe un cronograma de licitaciones. Desde el 2011 ha habido dos subastas eólicas, una fotovoltaica y dos hidráulicas. No se esperan más subastas específicas de renovables.
Autoridad implementadora	La empresa pública de transmisión eléctrica ETESA.
Objeto de la subasta	Contrato de compra de la electricidad (con o sin potencia firme), en Balboas ⁸ de hasta 15 (eólica) y 20 (fotovoltaica) años. Un porcentaje del precio, determinado previamente en los pliegos y que usualmente es el 25 % se actualiza anualmente con el IPC.
Origen de los fondos para financiar el resultado de la subasta	Tarifa eléctrica de los clientes regulados.
Específica para una tecnología o neutra	Específicas.
Ubicación específica vs ubicación neutra	No se discrimina partes del territorio ni se priorizan zonas.
Tamaño de los proyectos.	No ha habido límite máximo al tamaño de los proyectos.
Instalaciones nuevas o existentes	Ambas. Si bien en las subastas eólicas y en la solar han sido adjudicatarias solo plantas nuevas, en las subastas hidráulicas las existentes han conseguido contratos.
Tipo de subastas.	Sobre cerrado (sealed-bid).
En presencia o telemática	Se exige la entrega física del sobre sellado con la oferta.
Criterios de precalificación	No hay precalificación.

⁸ El Balboa mantiene la paridad con el US\$.



Criterio de diseño	Descripción
Información suministrada	Ninguna información adicional a la de una subasta estándar de energía.
Requisitos exigidos a las ofertas	Certificación de la ASEP donde se establezca que ha iniciado trámites de consecución de una licencia o poseer una licencia temporal definitiva. Para la consecución de dicha certificación el proponente deberá: <ul style="list-style-type: none">• Presentar una garantía por MW nominal o fracción a instalar de US\$ 500 en el caso de la eólica y de US\$ 2,000 para la fotovoltaica.• Tener una sociedad constituida en el país.• Demostrar la experiencia del desarrollador⁹.• Demostrar solvencia económica y financiera de la empresa.
Criterio de selección de proyectos ganadores	Ofertas o combinación de ofertas que resulte el menor precio para el sistema. El precio es el único criterio de adjudicación.
Determinación del precio final.	"Pay as a bid", cada oferta ganadora recibe el precio ofertado.
Precios máximos (techo)	Sí y conocidos por los oferentes.
Número mínimo de oferentes.	Se aplica legislación genérica que establece criterios para evitar dominio de mercado por parte de un mismo proponente. Podría decretarse la licitación como desierta en caso de considerarse onerosa y no adjudicarse la licitación.
Garantías	Garantía de seriedad de oferta. Usualmente han sido entre 7,000 y 10.000 US\$/MW de potencia equivalente ofrecida. Garantía de fiel cumplimiento, se propone como fórmula de la potencia equivalente adjudicada y el precio ofertado.
Sanciones por incumplimiento o retrasos	Ejecución de las fianzas de seriedad de oferta y fiel cumplimiento. En caso de que el proponente tenga un retraso en la entrada de operación deberá operar con contratos de respaldo.

⁹ Experiencia como desarrollador mínima de dos (2) años como operador de plantas similares y experiencia mínima de cinco (5) años como diseñador de centrales de generación similares.



3.2. Resultados de la implementación del sistema.

Como comentado, con las modificaciones realizadas a la Ley 6 de 1997, la empresa de transmisión (ETESA) realice las subastas de energía y potencia pudiendo hacerlas de una tecnología específica siguiendo las directrices de la SEN. Con la intención de diseñar la matriz eléctrica nacional, se han llevado a cabo seis subastas específicas de tecnologías renovables. La Tabla 9 recoge las subastas tecnológicamente específicas realizadas para promover proyectos de renovables.

Tabla 9: Subastas de energías renovables.

Fuente: Elaboración propia.

Año	Subasta	Tecnología
2011	05-11	Eólica
2013	07-12	Hidroeléctrica de pasada
2013	02-13	Hidroeléctrica de pasada
2013	03-13	Eólica
2014	01-14	Fotovoltaica
2014	03-14	Hidroeléctrica de embalse

Resultados de las subastas eólicas

La primera licitación de eólica en el 2011 tuvo un precio máximo (precio techo) de 110 US\$/MWh. El objetivo era adquirir una cantidad de energía teniendo en cuenta unos requisitos mínimos mensuales de energía y potencia equivalente para todo el periodo de contratación que fue de 15 años. El Anexo 1 contiene los detalles de las cantidades mensuales mínimas requeridas.

La fianza de seriedad de oferta de esta licitación fue de 7,000 US\$ por cada MW o fracción de potencia equivalente máxima ofrecida.

Se recibieron 8 propuestas lo que permitió escoger la mejor combinación de ofertas para suplir el 100 % de los requerimientos mensuales solicitados. Todos los proyectos adjudicados pertenecían a la empresa Unión Eólica de Panamá con 4 parques: Nuevo Chagres, Rosa de los Vientos, Portobelo y Marañón. Esta combinación de ofertas determinó un precio por la energía medio de 90.58 US\$/MWh, 17.6 % de descuento respecto al precio techo.

La subasta tuvo una eficacia muy baja. El inicio de suministro de estos proyectos estaba previsto para 1 de enero de 2014 sin embargo, los proyectos presentaron retrasos, solo el parque de Nuevo Chagres pudo iniciar operaciones a esa fecha, pero no con la totalidad propuesta.

Al contrario de las licitaciones estándar, tecnológicamente neutras, esta licitación eólica no exigía un respaldo de la energía ofertada contra compra en "spot". En esta subasta se propuso aplicar, en vez de la compra en spot, una penalización económica



por faltante de generación esperada, incluida la falta de generación por puesta en marcha tardía. Para el cálculo de la penalización el valor de la energía faltante se calcula como una fracción (0.7) de la diferencia entre el coste marginal diario de la energía y el precio estipulado en el contrato, por lo que no se aplica cuando el precio de la eólica hubiese sido mayor al medio diario.

Existe además otra penalización económica de carácter anual, se aplica solamente cuando el coeficiente entre la energía producida y la ofertada es inferior a 0.6, en este caso el valor de la energía faltante es un 5% superior al precio ofertado.

La siguiente subasta exclusiva para eólica fue la 03-13 de 2013 donde se solicitaba solo energía por un periodo de 15 años del 1 de enero de 2019 a 31 de diciembre de 2033, una vez más con unas exigencias mínimas de energía y potencia firme mensuales. Los datos de potencias equivalentes y energías solicitadas están en el Anexo II.

En esta licitación la garantía de seriedad de oferta fue de 7,000 US\$ por cada MW de potencia equivalente máxima ofrecida. El precio de referencia publicado en los pliegos fue de 110 US\$/MWh. Esta licitación logró cubrir un total de 1,182 GWh, lo que representa un porcentaje promedio de adjudicación de 128.57 %, para el periodo de 15 años solicitado, con una combinación de cuatro ofertas que lograban en su conjunto un precio medio de la energía en 96.69 US\$/MWh. El precio fue un 6.7 % superior al obtenido dos años antes.

Los cuatro proyectos adjudicados fueron de los siguientes proponentes: Naura Energy Corp., Unión Eólica Panameña, S.A. (Portobelo), Unión Eólica Panameña, S.A. (Marañón), y FERSA Panamá, S.A. Si bien la entrada en funcionamiento es el primero de enero de 2019, por lo que es pronto para evaluar la eficiencia de la licitación, tanto el proyecto de FERSA Panamá S.A. como el de Naura Energy Corp., no habían empezado la construcción en el mes de noviembre de 2016, por lo que es razonable cuestionar que consigan cumplir con la fecha acordada de puesta en marcha.

Resultados de las subastas fotovoltaicas

Solo se ha llevado a cabo una subasta exclusiva para fotovoltaica, la subasta 03-14 de noviembre de 2014, coincide con el último acto que se ha realizado por tipo de tecnología exclusivo para fuentes renovables, en la misma el precio de referencia anunciado fue de 140 US\$/MWh.

Para esta subasta se presentaron 36 proponentes y se adjudicó a cinco proyectos con un monto total de energía de la oferta combinada de 660 GWh a un precio medio de 87.25 US\$/MWh para el periodo de 20 años solicitado, lo que resultó mucho más bajo del techo colocado para esta subasta. Con una oferta siete veces superior a la demanda se consiguió una reducción del precio respecto al techo de más del 37 %. Lo que indica que la subasta entre otros objetivos sirvió para descubrir el coste de la fotovoltaica en Panamá.



Con este monto adjudicado se lograba una cobertura anual del requerimiento total en 101.86 % como mínimo. En esta subasta la garantía de seriedad de oferta fue de 10,000 US\$ por cada MW de potencia equivalente máximo ofrecido. El periodo de contratación fue de 20 años con un inicio de operación en 1 de enero de 2017.

Después de haber sido adjudicado, dos de los proponentes no firmaron el contrato, por lo que se les ejecutó la fianza de seriedad de oferta. Uno de los ganadores del PPA entra en operación a finales de 2016, cumpliendo con la fecha indicada, mientras que otros dos proyectos acumulan retrasos. Es muy destacable que la eficacia de la subasta, que evalúa la entrada en operación de los proyectos en la fecha esperada, es muy baja.

A pesar de la baja eficacia de las subastas en promover nueva capacidad fotovoltaica, conviene destacar que de los diez proyectos fotovoltaicos conectados a red hoy en día en Panamá sólo uno ha sido adjudicatario de una subasta. El resto de proyectos que no tienen contrato realizan sus transacciones de venta de energía y/o potencia al mercado ocasional, igualmente la legislación les permitiría tener contratos directos con las distribuidoras, hasta un 15% de la demanda de la misma; y con los grandes clientes.

Resultados de las subastas hidráulicas

La subasta 07-12, exclusiva para centrales hidroeléctricas de pasada, solicitaba montos de energía para el periodo comprendido desde marzo 2013 a 2027. En la misma se logró una cobertura del 78.24% con un precio promedio de 124.51 US\$/MWh. El contrato tiene una duración de 15 años. Para las subastas de hidráulica no hay precio techo.

En la misma participaron 18 proponentes, dos ofertas fueron rechazadas, una debido a que la fianza de seriedad de oferta tenía una vigencia menor a lo solicitado en el Pliego de Cargos, la otra oferta rechazada no contaba con una concesión de generación vigente. Se adjudicaron a ocho proyectos que a la fecha de noviembre de 2016 tienen el siguiente status: (i) dos eran proyectos existentes; (ii) dos entraron en operación a tiempo; (iii) uno entró en operación con retraso; (iv) tres siguen en construcción.

La subasta 02-13, igualmente buscaba la contratación a largo plazo del suministro de energía exclusivo para hidroeléctricas de pasada. En la misma se recibieron 14 propuestas de proyectos existentes y futuros. Se adjudicó a nueve empresas para hacer una combinación de ofertas resultante a un precio de 130.61 US\$/MWh, lográndose una cobertura del requerimiento mensual del 111.86%.

Las ofertas ganadoras ofertaron para que la fecha de inicio de sus contratos fuese en la mayoría de los casos 2013, 2014, 2016. De los nueve proponentes todos han iniciado operación, a excepción de una central que entrará en operación aproximadamente con un año de retraso.



La subasta 01-14 para la contratación a largo plazo del suministro de potencia y energía fue exclusivo para centrales nuevas de generación hidroeléctrica de embalse¹⁰, en la misma se solicitó 120 MW para el año 2020 y 150 MW para el resto del periodo (hasta el año 2040). El objeto de la subasta era la firma de un contrato de compra por 20 años. Para esta subasta, el monto de la fianza de seriedad de oferta fue de US\$10,000/MW.

Solo se recibió una oferta presentada por la Empresa de Generación Eléctrica S.A. (EGESA), de 120 MW para todo el periodo a un precio de 140.93 US\$/MWh, dando como resultado un 82% de cobertura del requerimiento. Su inicio de operación deberá ser en julio de 2020, por lo que aún no se puede determinar el éxito de esta subasta. Ciertamente, es un reto llevar a cabo este proyecto debido a la gran oposición de la ciudadanía en general en contra de las plantas hidroeléctricas.

Como comentado no existe limitación en la capacidad de los proyectos si bien, muchos de los proyectos hidroeléctricos desarrollados son menores de 10 MW, esto se debe principalmente a los beneficios fiscales que dichos proyectos adquieren obtenidos mediante la Ley 45 de 2004.

Otras subastas tecnológicamente neutras

En 2012, se llevaron a cabo las subastas LPI-ETESA-01-12 y LPI-ETESA 04-12 de potencia firme y energía que, aunque no fueron exclusivas para centrales renovables, la participación de la componente hidráulica de pasada fue considerable.

En la subasta 01-12, se buscaba la contratación del suministro de potencia firme y energía para el periodo comprendido entre enero de 2016 al 31 de diciembre de 2030. Se solicitaron 270 MW para los primeros 3 años y 350 MW para el resto del periodo. Se adjudicaron originalmente a 5 proponentes todos hidroeléctricos. En esta subasta uno de los proponentes consiguió ser adjudicatario gracias a la aplicación de la preferencia por las renovables que reduce, sólo para la evaluación, en 5 % del valor ofertado. El precio total de la combinación de los proponentes finales fue de 114.12 US\$/MWh.

De los cinco proyectos ganadores, Hidroeléctrica Bajo Totuma, no presentó fianza de fiel cumplimiento para la firma de su contrato y por lo tanto se le anuló la adjudicación y se ejecutó la fianza de seriedad de oferta. Los cuatro adjudicatarios restantes entraron en operación a tiempo, dos de ellos eran plantas existentes.

En la subasta LPI-ETESA 04-12, se solicitó energía para el periodo 2012-2015 y el 21% fue adjudicada a proyectos hidráulicos.

También en el año 2012, en la subasta 03-12, un proyecto eólico fue adjudicado a un precio de 127.50 US\$/MWh, aunque no alcanzó el cierre financiero.

¹⁰ con regulación igual o mayor a noventa (90) días



Finalmente, en la subasta 03-15 de 2015 se adjudicó un proyecto eólico un precio de 105.73 US\$/MWh.

Recientemente, se ha realizado una convocatoria tecnológicamente neutra (N° LPI ETESA 02-16, para el 17 de noviembre de 2016), donde se incentiva que los proponentes realicen consorcios, asociaciones en participación y/o asociaciones accidentales para ofrecer potencia firme y energía proveniente de varios proyectos. De manera que una puja puede contener diferentes tecnologías, que garanticen energía y potencia a un precio óptimo.

La Tabla 10 recoge los resultados de las subastas de energía renovable llevadas a cabo en Panamá.

**Tabla 10: Resultado de subastas.**

Fuente: Elaboración propia.

Tecnología	Año	Energía contratada (MWh)	Tasa de éxito (%)	Número de proyectos (MW)	Precio medio de los contratos (US\$/MWh)	Precio techo (US\$/kWh)	A tiempo (nº)	Con retraso (nº)	Cancelados (nº)
Eólica	2011	975,476	100	4 (268,0 MW)	90.58	0.11	1	3	0
	2013	1,181,950	129	4 (340,5 MW)	96.69	0.11	*	-	-
Solar	2014	660,166	102	5 (95,4 MW)	87.25	0.14	1	2	2
Hidro de Pasada	2012	6.491,853	73	8	114.12	No hubo	4	4	0
Hidro de Embalse	2014	6,279,791	82	9	140.93	No hubo	**	-	-

* Entran en operación en el 2019.

** Inicio de entrada en operación 1 de julio de 2020.



4. Discusión y lecciones aprendidas.

Panamá, en su intento de diversificar la matriz energética, realizó llamados a subasta pública por tipo de tecnologías, brindando así la oportunidad de acelerar el desarrollo de proyectos hidráulicos, eólicos y solares.

A pesar de la gran incorporación de fuentes renovables que ha tenido Panamá en los últimos años, donde se desarrolló el parque eólico más grande de Centro América, existen posibilidades de mejorar en el diseño de las subastas y evolucionar a lo que sería una segunda etapa para el desarrollo a gran escala de las fuentes renovables.

Principalmente para los proyectos eólicos y solares que son todos nuevos, una de las principales debilidades detectadas en las subastas ha sido la baja eficacia. La norma para estos proyectos es acumular retrasos en su puesta en marcha y no es extraña la cancelación de proyectos adjudicados.

Unas garantías financieras insuficientes, unido a un precio de los pliegos simbólico, la no existe de precalificación, y unos requerimientos de reputación livianos, ha propiciado la participación de proponentes meramente especuladores, como sucedió en la subasta exclusiva para plantas fotovoltaicas de 2014.

Si bien es cierto que se han ejecutado las garantías de los incumplidores, está siendo un reto, tanto para la autoridad reguladora como para el gestor garantizar la seriedad de los proponentes, así como la ejecución de los proyectos en el tiempo indicado. Una de las medidas implementadas para corregir esta carencia ha sido la de agregar una fianza de construcción y una fianza de fiel cumplimiento en el proceso de solicitud de la licencia previo a presentarse a la subasta.

El motivo de los retrasos depende de cada proyecto, pero uno de los principales ha sido la falta de acceso a una financiación adecuada. Esto es debido en parte a unos proyectos insuficientemente desarrollados que no convencen a las entidades financieras.

Poder contar con un cronograma de subastas permitiría a los agentes actuales y futuros desarrolladores preparar sus ofertas con tiempo y realizar los trámites de manera oportuna, independientemente del esquema que se utilice para dicha subasta. En el caso de la eólica, la exigencia de series temporales de medición del recurso daría mayor seguridad a los inversores.

Otros motivos de retraso son más comunes de proyectos energéticos en zonas más bien remotas, problemas por inclemencias, oposición de población local, o dificultad en la consecución de las servidumbres.

Para el futuro, la Secretaría Nacional de Energía ha manifestado en diversos foros, que gracias al avance de la tecnología, y experiencias observadas en diversas subastas a nivel internacional, no se prevé la realización de subastas por "pliego de cargos



especiales" para lograr la incorporación de más fuentes renovables; más bien se realizarán subastas en donde todas las tecnologías compitan entre sí.

Si bien es cierto, que en algunas subastas tecnológicamente neutras proyectos eólicos han salido adjudicatarios, según los agentes de mercado, principalmente los desarrolladores de proyectos, va a ser necesario rediseñar el esquema de subastas para permitir la mayor incorporación de renovables.

Se tiene una gran expectativa por parte del Estado y del agente gestor en el acto de licitación pública que se realizará a mediados de noviembre de 2016 (Licitación 02-16), donde se incentiva a todas las fuentes a participar mediante la modalidad de consorcios de manera que puedan ofrecer conjuntamente un precio de su potencia y energía adecuado, mediante la mitigación de riesgo por la utilización de sus complementariedades.

Si bien es cierta la variabilidad del recursos eólico y solar ésta es predecible, por lo que, para optimizar la participación de estos proyectos en subastas, es recomendable una revisión de la metodología para el cálculo de la potencia firme, y evaluar si las tecnologías solares y eólicas pueden garantizar su producción en tiempos más cortos (verano, bloque diurno).

Finalmente, existe en la actualidad el debate sobre la posibilidad de favorecer a las energías renovables en subastas tecnológicamente neutras mediante una evaluación del contenido de carbono para la adjudicación.



5. Bibliografía

Banco Mundial. (9 de noviembre de 2016). *The World Bank - Panama Overview*. Obtenido de <http://www.worldbank.org/en/country/panama/overview>

Fomin, UKaid, Power Africa, Bloomberg. (2015). *Climascope 2015. Índice de Competitividad en Energía Limpia por País*.

PNUD. (2010). *Atlas de Desarrollo Humano y Objetivos del Milenio. Panamá 2010*. PNUD.



Anexo I: Licitación Eólica 05-11

Cuadro I : Energía Solicitada

Energía Total EDEMET/EDECHI/ENSA (GWh)												
Años	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2014	61,63	56,11	59,46	39,16	27,09	11,47	17,10	15,70	17,50	16,14	24,88	47,75
2015	61,63	56,11	59,46	39,16	27,09	11,47	17,10	15,70	17,50	16,14	24,88	47,75
2016	61,63	56,11	59,46	39,16	27,09	11,47	17,10	15,70	17,50	16,14	24,88	47,75
2017	61,63	56,11	59,46	39,16	27,09	11,47	17,10	15,70	17,50	16,14	24,88	47,75
2018	61,63	56,11	59,46	39,16	27,09	11,47	17,10	15,70	17,50	16,14	24,88	47,75
2019	61,63	56,11	59,46	39,16	27,09	11,47	17,10	15,70	17,50	16,14	24,88	47,75
2020	61,63	56,11	59,46	39,16	27,09	11,47	17,10	15,70	17,50	16,14	24,88	47,75
2021	61,63	56,11	59,46	39,16	27,09	11,47	17,10	15,70	17,50	16,14	24,88	47,75
2022	61,63	56,11	59,46	39,16	27,09	11,47	17,10	15,70	17,50	16,14	24,88	47,75
2023	61,63	56,11	59,46	39,16	27,09	11,47	17,10	15,70	17,50	16,14	24,88	47,75
2024	61,63	56,11	59,46	39,16	27,09	11,47	17,10	15,70	17,50	16,14	24,88	47,75
2025	61,63	56,11	59,46	39,16	27,09	11,47	17,10	15,70	17,50	16,14	24,88	47,75
2026	61,63	56,11	59,46	39,16	27,09	11,47	17,10	15,70	17,50	16,14	24,88	47,75
2027	61,63	56,11	59,46	39,16	27,09	11,47	17,10	15,70	17,50	16,14	24,88	47,75
2028	61,63	56,11	59,46	39,16	27,09	11,47	17,10	15,70	17,50	16,14	24,88	47,75

Cuadro II : Potencia Equivalente Solicitada

Potencia Equivalente Total EDEMET/EDECHI/ENSA (MW)												
Años	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2014	119,00	121,00	114,00	80,00	54,00	24,00	34,00	33,00	36,00	32,00	53,00	96,00
2015	119,00	121,00	114,00	80,00	54,00	24,00	34,00	33,00	36,00	32,00	53,00	96,00
2016	119,00	121,00	114,00	80,00	54,00	24,00	34,00	33,00	36,00	32,00	53,00	96,00
2017	119,00	121,00	114,00	80,00	54,00	24,00	34,00	33,00	36,00	32,00	53,00	96,00
2018	119,00	121,00	114,00	80,00	54,00	24,00	34,00	33,00	36,00	32,00	53,00	96,00
2019	119,00	121,00	114,00	80,00	54,00	24,00	34,00	33,00	36,00	32,00	53,00	96,00
2020	119,00	121,00	114,00	80,00	54,00	24,00	34,00	33,00	36,00	32,00	53,00	96,00
2021	119,00	121,00	114,00	80,00	54,00	24,00	34,00	33,00	36,00	32,00	53,00	96,00
2022	119,00	121,00	114,00	80,00	54,00	24,00	34,00	33,00	36,00	32,00	53,00	96,00
2023	119,00	121,00	114,00	80,00	54,00	24,00	34,00	33,00	36,00	32,00	53,00	96,00
2024	119,00	121,00	114,00	80,00	54,00	24,00	34,00	33,00	36,00	32,00	53,00	96,00
2025	119,00	121,00	114,00	80,00	54,00	24,00	34,00	33,00	36,00	32,00	53,00	96,00
2026	119,00	121,00	114,00	80,00	54,00	24,00	34,00	33,00	36,00	32,00	53,00	96,00
2027	119,00	121,00	114,00	80,00	54,00	24,00	34,00	33,00	36,00	32,00	53,00	96,00
2028	119,00	121,00	114,00	80,00	54,00	24,00	34,00	33,00	36,00	32,00	53,00	96,00



Anexo II: Licitación Eólica 03-13

Cuadro II : Potencia Equivalente Solicitada

Potencia Equivalente Total EDEMET/EDECHI/ENSA (MW)												
Años	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2019	59	61	58	41	27	13	18	16	19	17	27	47
2020	59	59	58	41	27	13	18	16	19	17	27	47
2021	60	61	58	41	27	13	18	16	19	17	27	47
2022	60	61	58	41	27	13	18	16	19	17	27	47
2023	60	61	58	41	27	13	18	16	19	17	27	47
2024	60	59	58	41	27	13	18	16	19	17	27	47
2025	60	61	58	41	27	13	18	16	19	17	27	47
2026	60	61	58	41	27	13	18	16	19	17	27	47
2027	60	61	58	41	27	13	18	16	19	17	27	47
2028	60	59	58	41	27	13	18	16	19	17	27	47
2029	60	61	58	41	27	13	18	16	19	17	27	47
2030	60	61	58	41	27	13	18	16	19	17	27	47
2031	60	61	58	41	27	13	18	16	19	17	27	47
2032	60	59	58	41	27	13	18	16	19	17	27	47
2033	60	61	58	41	27	13	18	16	19	17	27	47

Cuadro I : Energía Solicitada

Energía Total EDEMET/EDECHI/ENSA (GWh)												
Años	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2019	34	29	32	21	15	5	8	8	10	8	13	26
2020	34	29	32	21	15	5	8	8	10	8	13	26
2021	34	29	32	21	15	5	8	8	10	8	13	26
2022	34	29	32	21	15	5	8	8	10	8	13	26
2023	34	29	32	21	15	5	8	8	10	8	13	26
2024	34	29	32	21	15	5	8	8	10	8	13	26
2025	34	29	32	21	15	5	8	8	10	8	13	26
2026	34	29	32	21	15	5	8	8	10	8	13	26
2027	34	29	32	21	15	5	8	8	10	8	13	26
2028	34	29	32	21	15	5	8	8	10	8	13	26
2029	34	29	32	21	15	5	8	8	10	8	13	26
2030	34	29	32	21	15	5	8	8	10	8	13	26
2031	34	29	32	21	15	5	8	8	10	8	13	26
2032	34	29	32	21	15	5	8	8	10	8	13	26
2033	34	29	32	21	15	5	8	8	10	8	13	26



Porcentaje de Adjudicacion (%)												
años	Ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
2019	111.66%	111.64%	112.00%	112.83%	106.81%	106.46%	104.89%	105.00%	104.95%	108.94%	106.07%	109.74%
2020	111.66%	112.03%	112.00%	112.83%	106.81%	106.46%	104.89%	105.00%	104.95%	108.94%	106.07%	109.74%
2021	111.47%	111.64%	112.00%	112.83%	106.81%	106.46%	104.89%	105.00%	104.95%	108.94%	106.07%	109.74%
2022	111.47%	111.64%	112.00%	112.83%	106.81%	106.46%	104.89%	105.00%	104.95%	108.94%	106.07%	109.74%
2023	111.47%	111.64%	112.00%	112.83%	106.81%	106.46%	104.89%	105.00%	104.95%	108.94%	106.07%	109.74%
2024	111.47%	112.03%	112.00%	112.83%	106.81%	106.46%	104.89%	105.00%	104.95%	108.94%	106.07%	109.74%
2025	111.47%	111.64%	112.00%	112.83%	106.81%	106.46%	104.89%	105.00%	104.95%	108.94%	106.07%	109.74%
2026	111.47%	111.64%	112.00%	112.83%	106.81%	106.46%	104.89%	105.00%	104.95%	108.94%	106.07%	109.74%
2027	111.47%	111.64%	112.00%	112.83%	106.81%	106.46%	104.89%	105.00%	104.95%	108.94%	106.07%	109.74%
2028	111.47%	112.03%	112.00%	112.83%	106.81%	106.46%	104.89%	105.00%	104.95%	108.94%	106.07%	109.74%
2029	111.47%	111.64%	112.00%	112.83%	106.81%	106.46%	171.61%	205.00%	105.05%	109.06%	106.15%	209.74%
2030	194.80%	193.61%	142.19%	212.83%	206.81%	206.46%	204.89%	205.00%	204.95%	109.06%	106.15%	162.94%



Anexo III: Licitación Solar 03-14

Cuadro II : Potencia Equivalente Solicitada

Potencia Equivalente Total EDEMET/EDECHI/ENSA (MW)												
Años	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2017	15	18	17	16	15	13	14	15	15	15	14	14
2018	15	18	17	16	15	13	14	15	15	15	14	14
2019	15	18	17	16	15	13	14	15	15	15	14	14
2020	15	18	17	16	15	13	14	15	15	15	14	14
2021	15	18	17	16	15	13	14	15	15	15	14	14
2022	15	18	17	16	15	13	14	15	15	15	14	14
2023	15	18	17	16	15	13	14	15	15	15	14	14
2024	15	18	17	16	15	13	14	15	15	15	14	14
2025	15	18	17	16	15	13	14	15	15	15	14	14
2026	15	18	17	16	15	13	14	15	15	15	14	14
2027	15	18	17	16	15	13	14	15	15	15	14	14
2028	15	18	17	16	15	13	14	15	15	15	14	14
2029	15	18	17	16	15	13	14	15	15	15	14	14
2030	15	18	17	16	15	13	14	15	15	15	14	14
2031	15	18	17	16	15	13	14	15	15	15	14	14
2032	15	18	17	16	15	13	14	15	15	15	14	14
2033	15	18	17	16	15	13	14	15	15	15	14	14
2034	15	18	17	16	15	13	14	15	15	15	14	14
2035	15	18	17	16	15	13	14	15	15	15	14	14
2036	15	18	17	16	15	13	14	15	15	15	14	14

Cuadro I : Energía Solicitada

Energía Total EDEMET/EDECHI/ENSA (GWh)												
Años	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2017	8	8	9	9	7	7	7	7	7	7	7	7
2018	8	8	9	9	7	7	7	7	7	7	7	7
2019	8	8	9	9	7	7	7	7	7	7	7	7
2020	8	8	9	9	7	7	7	7	7	7	7	7
2021	8	8	9	9	7	7	7	7	7	7	7	7
2022	8	8	9	9	7	7	7	7	7	7	7	7
2023	8	8	9	9	7	7	7	7	7	7	7	7
2024	8	8	9	9	7	7	7	7	7	7	7	7
2025	8	8	9	9	7	7	7	7	7	7	7	7
2026	8	8	9	9	7	7	7	7	7	7	7	7
2027	8	8	9	9	7	7	7	7	7	7	7	7
2028	8	8	9	9	7	7	7	7	7	7	7	7
2029	8	8	9	9	7	7	7	7	7	7	7	7
2030	8	8	9	9	7	7	7	7	7	7	7	7
2031	8	8	9	9	7	7	7	7	7	7	7	7
2032	8	8	9	9	7	7	7	7	7	7	7	7
2033	8	8	9	9	7	7	7	7	7	7	7	7
2034	8	8	9	9	7	7	7	7	7	7	7	7
2035	8	8	9	9	7	7	7	7	7	7	7	7
2036	8	8	9	9	7	7	7	7	7	7	7	7