



EVALUACIÓN DE LA FLEXIBILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE PANAMÁ

CASO DE ESTUDIO DE LA HERRAMIENTA FLEXTOOL DE IRENA



DICIEMBRE DE 2018

PROCESO DE PARTICIPACIÓN EN EL ANÁLISIS DE FLEXIBILIDAD

El proceso de participación de FlexTool para Panamá comenzó en octubre de 2017, con un conjunto de deliberaciones durante la capacitación sobre estudios de la red eléctrica con grandes participaciones de energía solar y eólica. Durante esa sesión, un experto de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) informó sobre el desarrollo de FlexTool a los representantes de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), la organización estatal a cargo de la operación del sistema y la planificación de la transmisión. Posteriormente deliberaron acerca de la posibilidad de realizar un análisis de flexibilidad para el sistema eléctrico de Panamá.

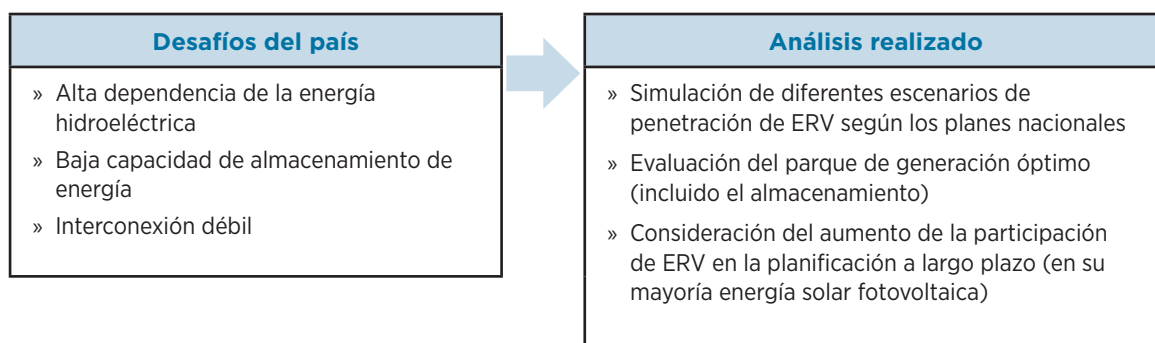
Después de confirmar el interés del país, IRENA colaboró con un grupo de expertos de ETESA, mientras que la Secretaría Nacional de Energía (SNE) apoyó el proceso de participación y el intercambio de datos e información. IRENA comenzó el proceso de recopilación de datos utilizando fuentes públicamente disponibles, obteniendo datos a pedido, transmisión interna, capacidad de generación instalada y energía renovable variable (ERV) de ETESA (2018a) e información sobre líneas de interconexión del

Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC) (SIEPAC, 2018). Después de consolidar esta información, IRENA solicitó información adicional faltante de la SNE y ETESA. La parque de generación para escenarios futuros (2030) se tomó del plan de expansión de generación de ETESA (ETESA, 2018b).

Posteriormente, IRENA creó un conjunto de datos consolidado que verificó SNE y ETESA para confirmar la exactitud de los datos. Después de esto, se construyó el modelo FlexTool y sus archivos de entrada, y se realizó el análisis de flexibilidad. El modelo FlexTool, los resultados del estudio y un conjunto de diapositivas en donde se explican los hallazgos principales se compartieron con expertos de la SNE, ETESA y el Centro Nacional de Despacho (CND) para la revisión, deliberación y validación del modelo y sus resultados.

En este folleto se resumen los principales resultados y hallazgos de la evaluación de la flexibilidad del sistema eléctrico de Panamá utilizando FlexTool. En la Figura 1 se muestran los principales desafíos identificados antes de comenzar la evaluación, así como los análisis realizados para enfrentarlos.

Figura 1: Principales desafíos del sistema eléctrico de Panamá y el análisis de FlexTool realizado

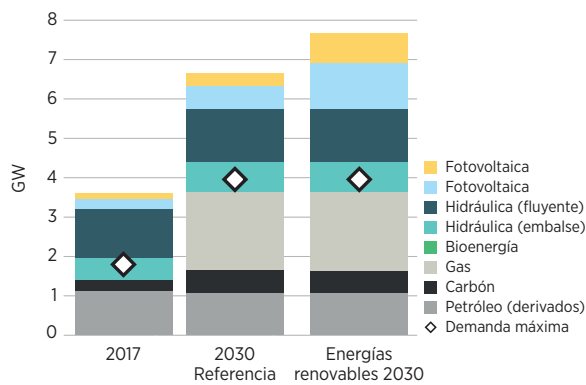


SISTEMA ELÉCTRICO DE PANAMÁ

En 2017, el sistema eléctrico de Panamá tenía una capacidad de energía hidroeléctrica instalada muy grande (54 % de la capacidad total) y una capacidad de ERV sustancial (45,3 %). El desglose de la generación fue de 64 % de energía renovable (36 % de energía hidráulica fluyente, 18 % de energía hidráulica de embalse, 8 % de energía eólica, 2 % de energía solar fotovoltaica [FV]) y 36 % de generación térmica (29 % de derivados del petróleo y 7 % de carbón).

El plan energético de ETESA para 2018 (2018b) considera dos escenarios para 2030. En el escenario de referencia, las capacidades instaladas de energía eólica y solar siguen siendo las mismas que en 2017, pero con 2 gigavatios (GW) adicionales de generación con gas natural. En el escenario de las energías renovables, la capacidad eólica aumenta de 270 megavatios (MW) a 1156 MW, y la capacidad fotovoltaica solar aumenta de 131 MW a 782 MW. Panamá prevé que la demanda total de electricidad se duplique más entre 2017 y 2030 (+113 %), con un aumento de la demanda de 1,6 GW a 3,5 GW.

Figura 2: Evolución esperada del parque de generación en el sistema eléctrico de Panamá, 2017-2030



En ambos años, la capacidad instalada supera significativamente la demanda máxima (3,6 GW en 2017 y 4,6 GW en 2030), por lo que no se esperan problemas de adecuación de la generación (consulte la Figura 2).¹

Panamá está actualmente conectado a Costa Rica a través de una línea de interconexión de 300 MW. Se espera que una línea de interconexión de corriente continua de alta tensión (HVDC) de 400 MW con Colombia se ponga en servicio en 2022. En ausencia de un mercado de electricidad transfronterizo, esta interconexión se modeló suponiendo que Panamá importe energía de Colombia al alto precio de 200 USD por megavatio-hora (MWh). Debido a que las importaciones son probablemente la fuente de energía más costosa, solo serán necesarias si la parque de generación interna de Panamá no puede satisfacer la demanda. En cuanto a la transmisión interna, ETESA acordó con IRENA el uso de un modelo de un solo nodo para el análisis.

En la Tabla 1 se muestran los facilitadores clave de flexibilidad en el sistema eléctrico de Panamá, con base en datos históricos y el último plan de expansión de la generación.

Figura 3: Red de transmisión de Panamá



Fuente: ETESA

Exención de responsabilidad: los límites y los nombres que se muestran en este mapa no implican ningún respaldo o aceptación oficial por parte de IRENA.

Tabla 1: Facilitadores de flexibilidad en el sistema eléctrico de Panamá*

Facilitadores de flexibilidad	Alto	Medio	Bajo
Capacidad de interconexión vs. demanda promedio		●	
Capacidades de rampa de los generadores	●		
Ajuste de la demanda con la generación de ERV	●		
Estabilidad de aportes hídricos	●		
Resistencia de la red interna		N/A	
Almacenamiento vs. demanda anual (MWh)			●
Dispersión geográfica de la generación de ERV y demanda		N/A	
Demanda mínima vs. capacidad de ERV	●		

* Estos facilitadores de flexibilidad se definen en IRENA (2018b).

Nota: los niveles de los facilitadores de flexibilidad son una indicación de lo siguiente: muy buenas condiciones facilitadoras cuando el nivel/valor es "Alto"; condición facilitadora normal cuando es "Medio"; malas condiciones facilitadoras cuando es "Bajo". N/A (no aplica) debido a que el sistema se modeló como un solo nodo.

¹ En las simulaciones se podrían identificar problemas de adecuación de la generación. Esto se debe a que las fuentes de ERV no tienen una capacidad firme del 100 % y los recursos hidroeléctricos tienen energía limitada, por lo tanto, podrían surgir problemas si la producción de ERV es baja y el año de análisis es seco. Sin embargo, la evaluación de la flexibilidad también se puede realizar para casos específicos en los que la poca lluvia o la baja intensidad del viento pueden crear desafíos de adecuación, y la herramienta es capaz de abordarlos al invertir en una combinación de tecnologías de menor costo.

ASPECTOS DESTACADOS DEL ANÁLISIS

ANÁLISIS DE FLEXIBILIDAD EN EL SISTEMA ELÉCTRICO 2030 DE PANAMÁ

El sistema eléctrico de 2017 se simuló para calibrar el modelo de FlexTool y no se identificaron problemas de flexibilidad. Después de la calibración, se simularon los escenarios de referencia y de energías renovables para 2030, lo que nuevamente indica que no hay problemas de flexibilidad (consulte la Tabla 2).

En la Figura 4 se muestra la generación anual y el despacho óptimo durante una semana con la mayor penetración de ERV para ambos escenarios, y en la Tabla 2 se muestran los principales indicadores de flexibilidad.

En la Figura 4 también se destaca una diferencia clave entre los escenarios de referencia y de energías renovables. En estos último, la participación de ERV, y por lo tanto la participación de energía renovable en el sistema, es mayor. El requisito de rampa también es mayor en el escenario de las energías renovables.

Sin embargo, la generación de energía hidroeléctrica y termoeléctrica con gas natural de Panamá pueden enfrentarlo. Los análisis de los resultados de la simulación indicaron que el escenario de las energías renovables tiene costos anuales un 5 % más bajos y emisiones de dióxido de carbono 20 % más bajas.

Además de esto, no se identificaron problemas de flexibilidad en ninguno de los escenarios (consulte los valores de “cero” en la Tabla 2). Esto se debe principalmente a que Panamá, según las proyecciones de ETESA, planea aumentar la flexibilidad del parque de generación y evitar problemas de adecuación.

Las inversiones para lograr esto incluyen:

- » Instalación de 2 GW de capacidad de gas natural, caracterizada por una alta capacidad de rampa y un bajo tiempo de puesta en marcha;
- » Instalación de 194 MW de capacidad hidroeléctrica con embalse.

Figura 4: Generación de energía (participación anual) y despacho por hora durante una semana en 2030 con la mayor penetración de ERV: escenarios de referencia y de energías renovables

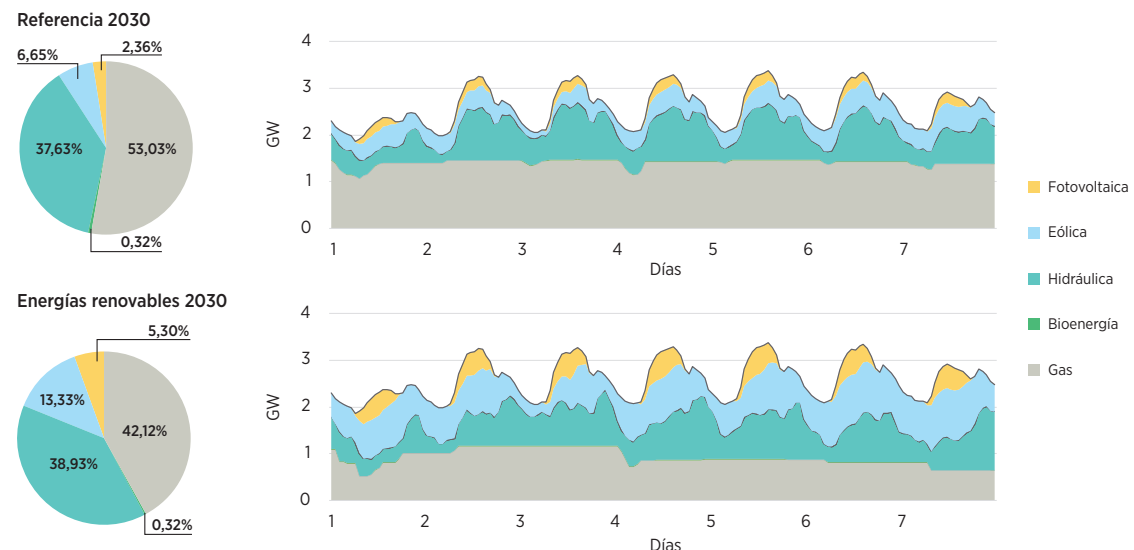


Tabla 2: Principales indicadores de flexibilidad en el sistema eléctrico de Panamá en 2030, escenarios de referencia y de energías renovables: no se identifican problemas de flexibilidad

	Referencia 2030		Energías renovables 2030	
	Total (GWh)	Pico (MW)	Total (GWh)	Pico (MW)
Vertido de ERV	0	0	0	0
Energía no suministrada	0	0	0	0
Vertido hidráulico	0	0	0	0
Insuficiencia de reservas	0	0	0	0

Nota: Estos indicadores de flexibilidad se definen en IRENA (2018b).

EVALUACIÓN DE INVERSIONES ADICIONALES PARA UNA PARQUE DE GENERACIÓN ÓPTIMO

Como no se identificaron problemas de flexibilidad en los escenarios de referencia y de energías renovables de 2030, se realizó un análisis de sensibilidad para verificar si existen inversiones adicionales rentables disponibles y que valga la pena considerarlas en Panamá.² El modo de inversión de FlexTool se ejecutó para el escenario de energías renovables, y se produjeron los resultados ilustrados en la Figura 5 (inversiones en nueva capacidad de generación) y en la Figura 6 (costo total del sistema).

En el escenario de energías renovables de 2030, FlexTool considera que es rentable invertir en 1,7 GW de capacidad de energía solar fotovoltaica adicional y 164 MW (82 MWh) de baterías, aumentando la participación de energía renovable del 58 % al 69 %.

Figura 5: Capacidad de generación en el escenario de energías renovables de 2030 con y sin inversiones para costos optimizados del sistema

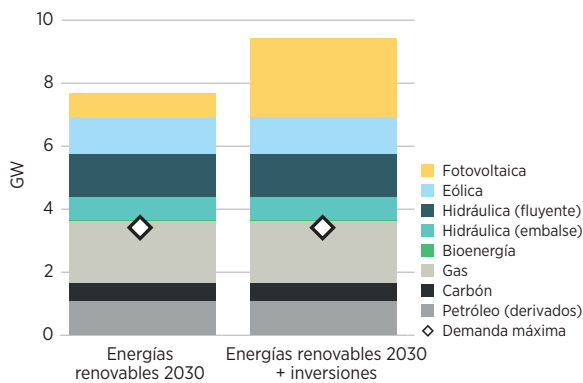
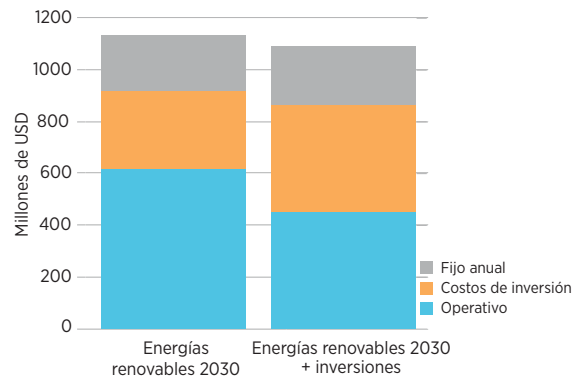


Figura 6: Comparación de costos anualizados entre el escenario de energías renovables de 2030 con y sin inversiones para costos optimizados del sistema



Los costos de inversión de instalar energía fotovoltaica y almacenamiento adicionales están cubiertos por una reducción en los costos operativos debido a una menor generación de combustible fósil.

Se calculó un conjunto de indicadores de flexibilidad para medir la flexibilidad restante en el sistema. La Tabla 3 presenta los valores de estos indicadores para el escenario de energías renovables de 2030 con una combinación de capacidad de generación optimizada.

El sistema eléctrico de Panamá todavía tendría suficiente flexibilidad para manejar una penetración aún mayor de ERV, como se vio en el escenario de energías renovables de 2030 con inversiones. Sin embargo, invertir en más ERV, según los supuestos actuales, aumentaría el costo total del sistema.

Tabla 3: Indicadores de flexibilidad restante para el escenario de energías renovables de 2030 con inversiones optimizadas: promedio anual y periodo más crítico*

	Promedio	Más crítico
Capacidad de rampa residual (MW/min)	69,5 MW/min	45,5 MW/min
Cuota de tiempo cuando la transmisión no está congestionada (%)**	N/A	N/A
Capacidad de interconexión restante (%)***	100%	100%
Capacidad no utilizada de embalses hidroeléctricos (%)	80,8%	56,8%

* Lo más crítico representa las peores condiciones para cada indicador en el escenario modelado. El periodo, o el intervalo de tiempo, es de una hora en el modelo panameño de FlexTool.

** N/A (no aplica) porque el sistema se modeló como un solo nodo.

*** El modelo no utiliza interconexión. Los precios más bajos o un mercado líquido harían más atractivo el uso de la interconexión.

Nota: estos indicadores de flexibilidad restante se definen en IRENA (2018b).

² En el caso de Panamá, la expansión incluye energía solar fotovoltaica, eólica y baterías. La expansión de la capacidad considerando transmisión doméstica no es relevante en este caso dado que es un modelo de un solo nodo.

INTEGRACIÓN GRADUAL DE ERV ADICIONAL EN EL SISTEMA

Como análisis de sensibilidad, se agregaron energía solar fotovoltaica y energía eólica al sistema hasta verter ERV. Se analizaron cincuenta y seis escenarios, empezando con el escenario de energías renovables de 2030. En la Figura 7 se muestra cómo crece el vertido de ERV al aumentar las participaciones de estas.

En el escenario de referencia de 2030, el porcentaje de energía renovable es de alrededor del 48 % (con un 34 % de ERV), mientras que en el escenario de energías renovables esta participación alcanza el 58 % (con un 44 % de ERV). Ninguno de los dos escenarios muestra vertido de ERV. Cuando se agregan inversiones óptimas al escenario de las energías renovables, el porcentaje de energía renovable alcanza el 69 % (con 56 % de ERV). Aquí aparece vertido de ERV, aunque está limitado a menos del 1 %, lo cual es parte de la solución económicamente óptima.

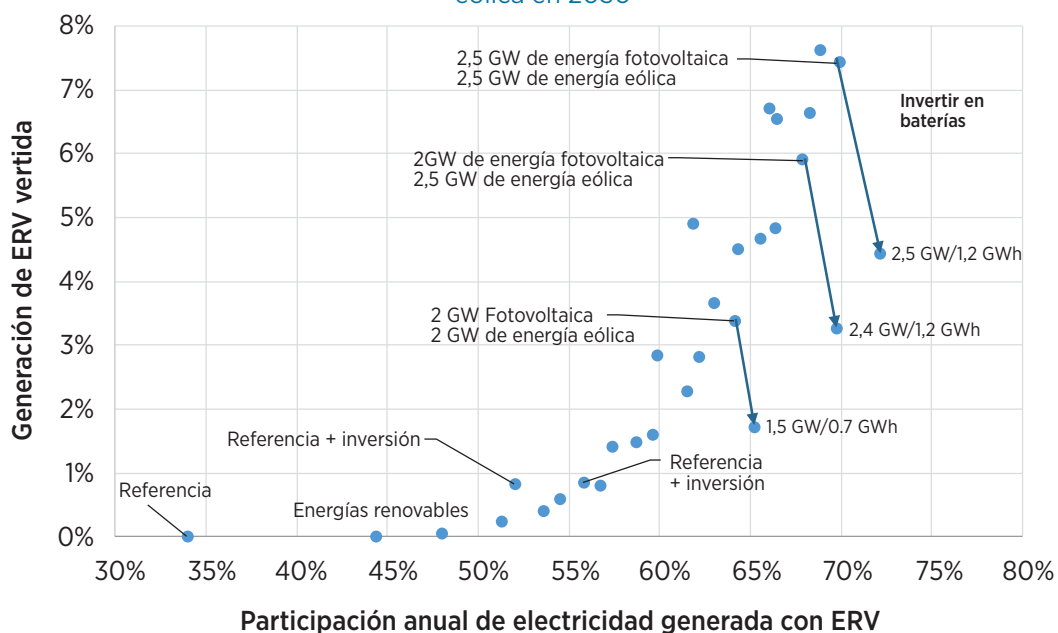
El sistema, por lo tanto, puede hacer uso de más ERV; sin embargo, el modelo no invierte en capacidad adicional, ya que esto aumentaría el costo total del sistema, haciendo que la inversión marginal no sea económica. A partir de este momento, el vertido aumenta aún más con la implementación de ERV.

El vertido de ERV se convierte en un problema y comienza a aumentar rápidamente cuando la capacidad de la energía solar fotovoltaica y la energía eólica alcanzan 2 GW. Para entonces, el vertido de ERV es de aproximadamente el 3 %, y las soluciones de flexibilidad deben analizarse para integrar aún más la ERV en el sistema.

El modo de inversión se ejecutó considerando sistemas de almacenamiento de energía como candidatos para la inversión. En la Figura 7 se muestra que al invertir en 1,5 GW (0.7 gigavatio-hora) de almacenamiento de energía, el vertido disminuye a menos del 2 %, mientras que la participación de ERV aumenta de 64 % a 66 % y la participación de energía renovable aumenta de 76 % a 78 %.

Si la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica y energía eólica sigue aumentando, FlexTool muestra que la integración de ERV adicional se puede facilitar al invertir en baterías. Otra opción de flexibilidad podría ser acoplar el sector eléctrico con otros sectores energéticos a través del “acoplamiento sectorial” (por ejemplo, para alimentar vehículos eléctricos y convertir la energía eléctrica en calor o en gas), lo que proporcionaría una fuente importante de flexibilidad adicional y demanda del sistema eléctrico.

Figura 7: Vertido de ERV en diferentes niveles de penetración de energía solar fotovoltaica y eólica en 2030



CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En 2017, el sistema eléctrico de Panamá se caracterizó por una alta participación de energía hidroeléctrica (principalmente de tipo fluyente) y sin problemas de flexibilidad. En 2030, la capacidad instalada de ERV debería permanecer igual a la actual en el escenario de referencia, mientras que debe crecer a 3,28 GW (incluida la hidráulica fluyente) en el escenario de energías renovables. Sin embargo, la flexibilidad será suficiente en ambos escenarios. Esto se debe principalmente al plan para aumentar aún más la energía hidráulica de embalse, la principal fuente de flexibilidad de la oferta en el sistema, y para agregar 2 GW de generación de energía de gas natural para desplazar al carbón y a los derivados del petróleo.

Con base en los resultados del análisis, la herramienta FlexTool de IRENA sugiere invertir en capacidad adicional solar fotovoltaica y en baterías en 2030, reduciendo los costos totales del sistema y disminuyendo aún más las emisiones de dióxido de carbono.

En el escenario de las energías renovables, 1,7 GW adicionales de energía solar fotovoltaica y 164 MW (82 MWh) de baterías se identifican como óptimos según los supuestos actuales (alcanzando un 69 % de participación de energía renovable), mientras que no se han identificado más inversiones rentables en energía eólica.

También se analizaron inversiones adicionales más allá del óptimo identificado. Aquí, la capacidad de energía solar fotovoltaica y eólica puede ir más allá del óptimo identificado; sin embargo, si la participación de ERV se incrementara aún más (por ejemplo, para alcanzar un 100 % de energía renovable), se necesitaría inversión en opciones de flexibilidad, tales como sistemas de almacenamiento de energía. Otra opción podría ser investigar soluciones basadas en el acoplamiento sectorial, una línea de trabajo que podría investigarse en el futuro.

IMPACTO

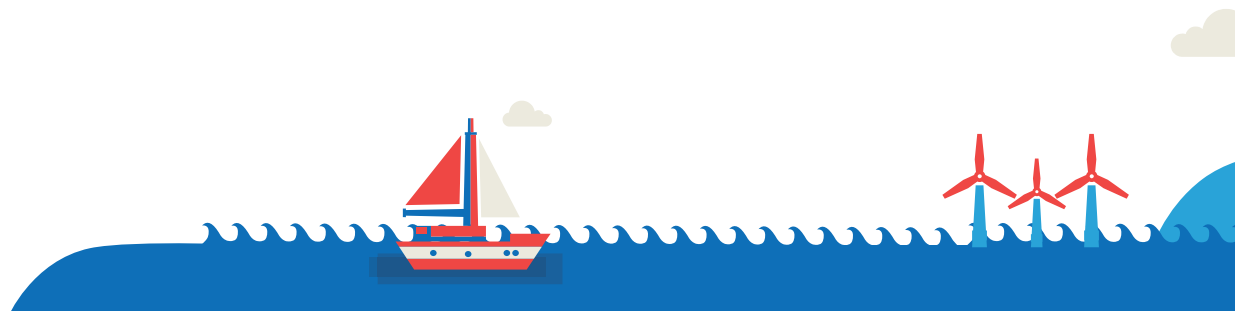
Panamá ha participado en actividades del sector energético en el marco del Corredor de Energía Limpia de Centroamérica (CECCA), para el cual es un país piloto. Los expertos de los países esperan utilizar FlexTool en escenarios y estudios de ETESA, CND y SNE.

- » ETESA es responsable por ley del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional del Sector Eléctrico (PESIN), que se divide en un plan de generación (indicativo) y un plan de transmisión (obligatorio).
- » El CND modela el sistema para propósitos de despacho económico en intervalos regulares: diario, semanal y otros.
- » La SNE realiza la revisión y actualización anual del Plan Nacional de Energía (SNE, 2016), que contempla todas las formas de energía con proyecciones a largo plazo.

La herramienta FlexTool de IRENA podría apoyar a Panamá en la planificación de la capacidad de generación y transmisión a corto, mediano y largo plazo, al identificar las tecnologías necesarias para alcanzar una mayor penetración de ERV.

Agregar esta herramienta al proceso de planificación podría ayudar al país a diseñar políticas energéticas efectivas, en particular para desarrollar un sector energético flexible que sea compatible con las necesidades de descarbonización que implica el Acuerdo de París.

Una mayor implementación y la integración rentable de las energías renovables en el parque de generación son importantes para que Panamá cumpla con las reducciones de emisiones descritas en su Contribución Determinada a Nivel Nacional, a la vez que permita al sector energético mantener la confiabilidad y el rendimiento económico.



LECTURAS COMPLEMENTARIAS

- » **ETESA (2018a)**, Centro Nacional de Despacho – Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., Panamá. www.cnd.com.pa/.
- » **ETESA (2018b)**, *Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2017-2031*. Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., Panamá.
- » **SIEPAC (2018)**, Interconexión Panamá-Colombia. Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central, Panamá. www.eprsiepac.com/contenido/interconexion-panama-colombia/.
- » **SNE (2016)**, Plan Energético Nacional. Secretaría Nacional de Energía, Panamá.
- » **IRENA (2018a)**, *Flexibilidad del sistema eléctrico para la transición energética. Parte I: Panorama general para los encargados de formular políticas*. Agencia Internacional de Energías Renovables, Abu Dabi.
- » **IRENA (2018b)**, *Flexibilidad del sistema eléctrico para la transición energética. Parte II: Metodología de la herramienta FlexTool de IRENA*. Agencia Internacional de Energías Renovables, Abu Dabi.

© IRENA 2018

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

ISBN: 978-92-9260-087-7

Agradecimientos

IRENA agradece el apoyo del gobierno de Japón, que contribuyó a la preparación de este informe. Este estudio de caso se benefició enormemente de las revisiones y aportaciones de expertos en el país, incluidos Fernando Díaz y Oscar Gálvez (Secretaría Nacional de Energía, SNE), Víctor González (Centro Nacional de Despacho, CND) y Daniel Pereira y Ernesto Rosales (Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., ETESA).

Autores contribuyentes: Emanuele Taibi, Carlos Fernández y Laura Gutiérrez (IRENA), con Tomi J. Lindroos y Juha Kiviluoma (VTT).

Exención de responsabilidad

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

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

