

# EVALUACIÓN DE LA FLEXIBILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE COLOMBIA

CASO DE ESTUDIO DE LA  
HERRAMIENTA FLEXTOOL DE IRENA



# PROCESO DE PARTICIPACIÓN EN EL ANÁLISIS DE FLEXIBILIDAD

El compromiso con Colombia en la evaluación de la flexibilidad comenzó con el análisis como parte de REmap, la hoja de ruta global de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) para que el mundo incremente las energías renovables en los próximos años.

Las partes interesadas del país buscaron una comprensión más profunda de los desafíos técnicos potenciales relacionados con la integración de la energía renovable variable (ERV). En respuesta, IRENA sugirió una evaluación de la flexibilidad utilizando la recién desarrollada herramienta FlexTool de IRENA. El proceso se formalizó mediante el envío de una invitación oficial a la entidad de punto focal para Colombia —la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME)— una unidad especializada adscrita al Ministerio de Minas y Energía de Colombia a cargo de la expansión del sistema eléctrico, para llevar a cabo una evaluación de la flexibilidad del sistema eléctrico utilizando FlexTool.

IRENA colaboró con expertos de UPME, que proporcionaron información, datos y orientación sobre los detalles del sistema eléctrico de Colombia. En el estudio inicial se evaluaron posibles problemas de flexibilidad en el sistema eléctrico del país en 2030 con una alta penetración de ERV, como se identificó en el análisis REmap. Se desarrolló y entregó una primera evaluación a UPME que se basó en un desglose previo de la red eléctrica en cinco regiones (en línea con el plan energético nacional de 2015)

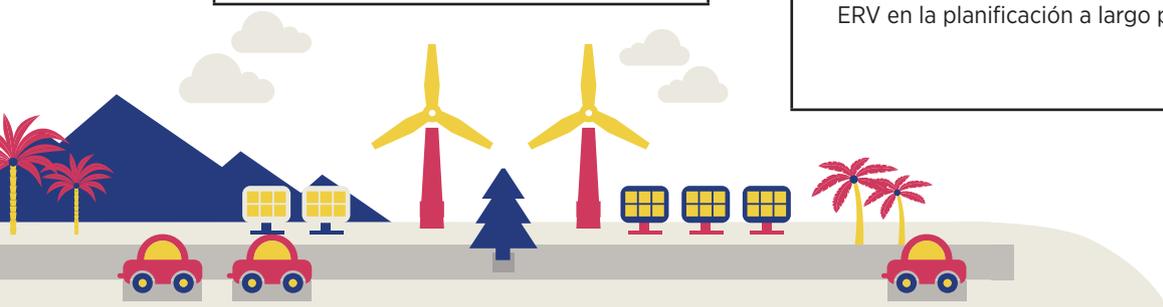
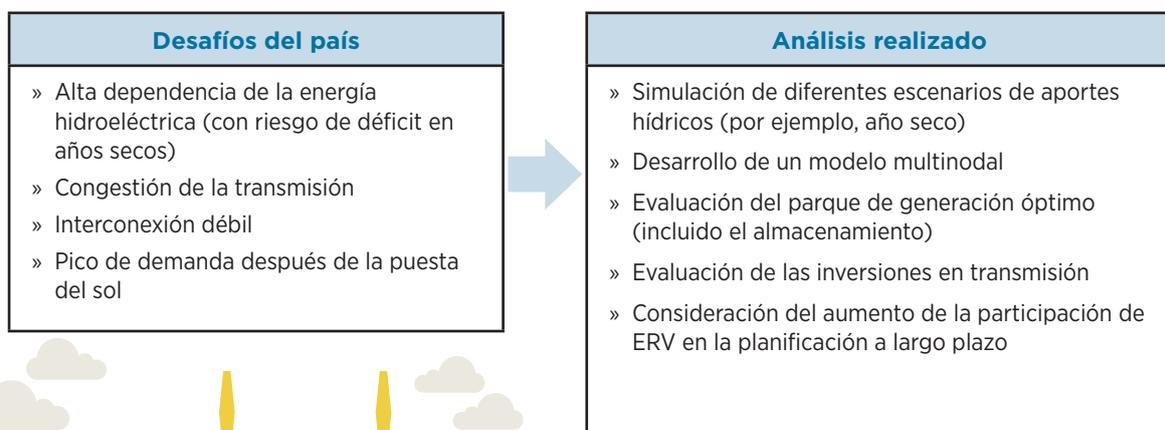
(UPME, 2015) y utilizando el parque de generación de energía de REmap. Los resultados, junto con FlexTool y los archivos de entrada que se utilizaron para los análisis, se compartieron con UPME para su revisión.

IRENA recibió comentarios positivos del país sobre la aplicación de FlexTool, y UPME solicitó una representación más granular del sistema eléctrico. Mientras tanto, Colombia finalizó la revisión de su plan del sector eléctrico. El plan revisado, gracias en parte a las deliberaciones que tuvieron lugar durante el proceso de REmap, elevó la ambición de penetración de ERV más allá del escenario de REmap, a la vez que también aumentó la resolución espacial de 5 a 15 nodos.

El parque de generación del nuevo Plan de expansión de referencia generación-transmisión de Colombia (UPME, 2018) se utilizó como información para llevar a cabo una segunda evaluación de flexibilidad, utilizando FlexTool, que fue más detallada geográficamente y más ambiciosa en la penetración de ERV que la primera. El modelo actualizado de 15 nodos en FlexTool, junto con los resultados del estudio y un conjunto de diapositivas que ilustraban los principales hallazgos, se enviaron a UPME para su revisión y deliberación.

En este folleto se resumen los principales hallazgos de la aplicación de FlexTool en el caso de estudio de Colombia. En la Figura 1 se muestran los principales desafíos identificados antes de comenzar el análisis, así como los análisis realizados para hacer frente a estos desafíos.

**Figura 1:** Principales desafíos del sistema eléctrico colombiano y análisis FlexTool realizado





# ASPECTOS DESTACADOS DEL ANÁLISIS

## ANÁLISIS DE FLEXIBILIDAD EN EL SISTEMA ELÉCTRICO 2030 DE COLOMBIA

Utilizando la información enviada por UPME, se simuló el sistema eléctrico de 2017 para calibrar el modelo FlexTool. No se identificaron problemas de flexibilidad. A continuación, se simuló el escenario de referencia de 2030, con aportes hídricos promedio, nuevamente sin problemas (consulte la Figura 4 y la Tabla 2).

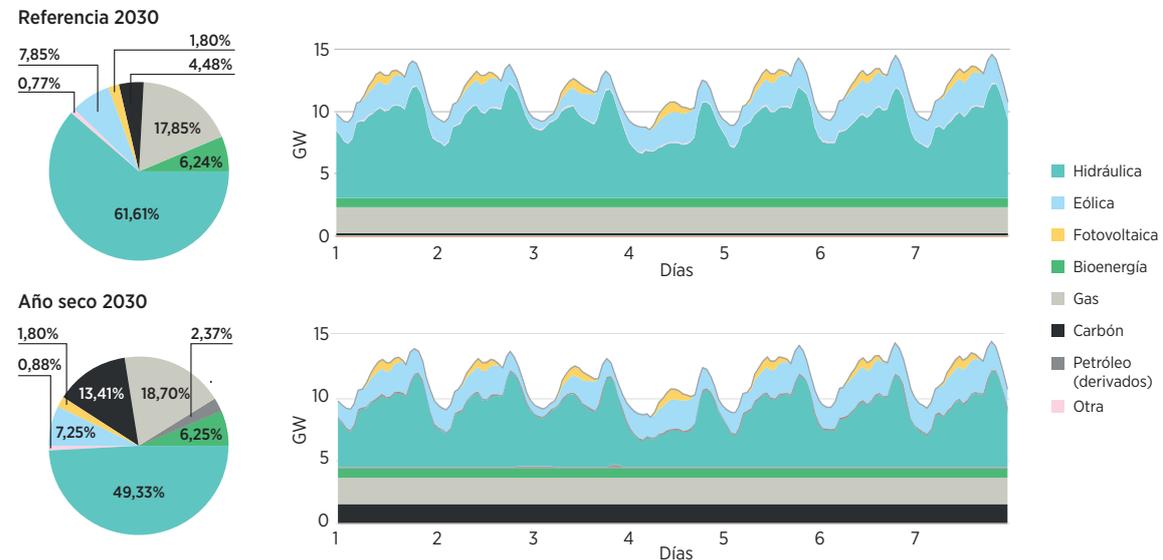
Finalmente, dada la alta dependencia de la energía hidroeléctrica, se simuló un escenario de bajos aportes hídricos (año seco 2030). Si bien la flexibilidad del sistema era suficiente, el uso de carbón y derivados del petróleo aumentó para compensar la menor producción de energía hidroeléctrica. Esto significó mayores costos del sistema y emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>).

No se prevé que Colombia enfrente problemas de flexibilidad en 2030, incluso con menos lluvias. Esto se debe en gran parte a una planificación sólida por parte de la UPME, que en su último plan de expansión nacional (UPME, 2018) considera explícitamente un conjunto de

medidas para evitar problemas de flexibilidad. Estas medidas incluyen:

- » Refuerzo de las líneas de transmisión, con el aumento de la capacidad de transmisión entre la región de Guajira (ATL), rica en vientos, y el centro del país.
- » Desarrollo de la nueva central hidroeléctrica de 2,4 GW de Ituango en Antioquia. Sin embargo, el gobierno está considerando no construir esta planta debido a los desafíos en la construcción del proyecto. El análisis de FlexTool no indicó problemas de flexibilidad en este escenario.
- » Refuerzo de la red de transmisión interna en algunas zonas, especialmente cerca de la costa atlántica. El gobierno identificó como problema la transmisión dentro de dichas zonas, aunque esto no se abordó en el análisis de FlexTool.

**Figura 4:** Generación de energía (participación anual) y despacho por hora durante una semana representativa en 2030: escenarios de referencia y año seco



**Tabla 2:** Principales indicadores de flexibilidad para el sistema eléctrico de Colombia en 2030: no se identifican problemas de flexibilidad

	Referencia 2030		Año seco 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 el informe de la metodología FlexTool de IRENA.

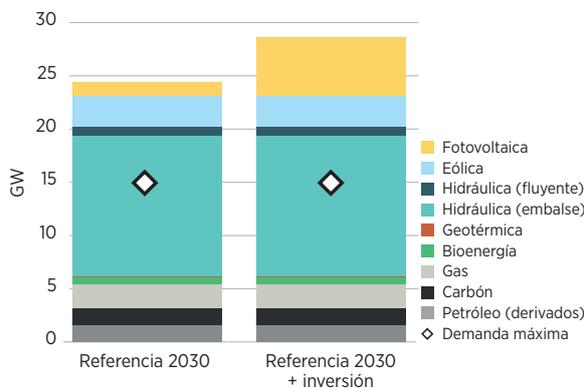
## EVALUACIÓN DE INVERSIONES ADICIONALES PARA UNA PARQUE DE GENERACIÓN ÓPTIMO

Al no haber problemas de flexibilidad previstos en 2030, se realizó un análisis de sensibilidad para explorar si habría inversiones rentables para obtener un parque de generación óptimo<sup>3</sup>. El modo de expansión de FlexTool identificó inversiones para agregar 4,3 GW más de energía solar fotovoltaica (FV), aumentando la capacidad fotovoltaica instalada a 5,5 GW (Figura 5).

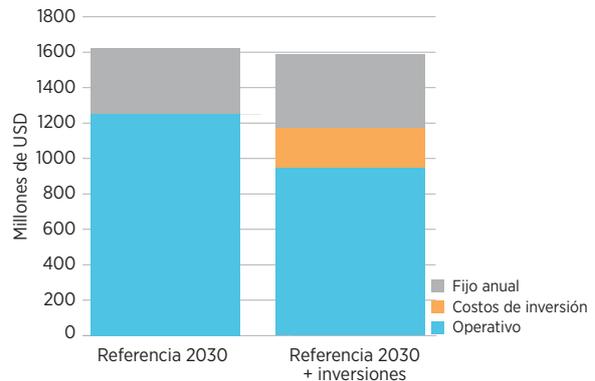
Una mayor inversión en energía eólica no sería rentable, ya que el uso de la energía eólica en el nodo Guajira-César-Magdalena (GCM) ya es alto, y agregar capacidad aumentaría los costos totales del sistema<sup>4</sup>.

Asimismo, no se identificaron necesidades de transmisión adicionales. Sin embargo, la inversión en energía solar fotovoltaica y los costos fijos más altos se compensan con ahorros en los costos operativos. En la Figura 6 se muestran los costos totales del sistema en 2030, tanto en el escenario de referencia como con más inversiones.

**Figura 5:** Capacidad de generación en los escenarios de referencia de 2030 con y sin inversiones para costos optimizados del sistema



**Figura 6:** Comparación de costos anualizados entre los escenarios de referencia de 2030 con y sin inversiones para costos optimizados del sistema



Finalmente, se estimaron indicadores de flexibilidad adicionales para medir la flexibilidad que permanece en el sistema en cada escenario dado. En la Tabla 3 se presentan los valores estimados para estos indicadores para Colombia en el escenario con inversiones optimizadas.

El sistema eléctrico de Colombia tiene flexibilidad para manejar una mayor penetración de ERV en el escenario de referencia de 2030 con inversiones optimizadas, incluso si la inversión en más ERV no parece ser económicamente óptima según los supuestos actuales.

Con la central hidroeléctrica de Ituango eliminada del escenario, FlexTool encuentra opciones rentables para aumentar aún más la energía solar fotovoltaica, hasta 7,8 GW en total. Al igual que en el escenario de referencia, no se identificaron necesidades de capacidad de transmisión o eólica.

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

	Promedio	Más crítico
Capacidad de rampa residual (MW/min)	165,3 MW/min	80 MW/min
Cuota de tiempo cuando la transmisión no está congestionada (%)	87,19 %	<b>Líneas más congestionadas:</b> ACH-BOG: 10,68 % SAR-BCS: 16,23 %
Capacidad de interconexión restante (%)**	N/A	N/A
Capacidad no utilizada de embalses hidroeléctricos (%)	86,7 %	74,5 %

\*El periodo más crítico representa las peores condiciones para cada uno de los indicadores en el escenario modelado. Periodo, o intervalo de tiempo, es una hora en el modelo colombiano de FlexTool.

\*\*Se espera agregar una interconexión entre Colombia y Panamá en 2020. Sin embargo, no se modeló y por lo tanto no es aplicable.

**Nota:** estos indicadores de flexibilidad restante se definen en el informe de la metodología FlexTool de IRENA.

<sup>3</sup> En el caso de Colombia, la expansión incluye energía renovable y líneas de transmisión.

<sup>4</sup> FlexTool cuantifica esto mediante el uso de variables duales, que expresan cómo cambian los costos totales del sistema al invertir en un megavatio extra de energía eólica.

## INTEGRACIÓN GRADUAL DE MÁS ENERGÍA SOLAR Y EÓLICA EN EL SISTEMA

Como análisis de sensibilidad, energía solar fotovoltaica adicional se integra gradualmente en el sistema hasta que emerge un vertido de ERV significativo. En total, se analizaron 18 escenarios. En la Figura 7 se muestra el vertido de ERV en diferentes participaciones de la penetración de ERV. En todos los escenarios, la capacidad de generación eólica se mantiene constante, en 2,8 GW.

En el escenario de referencia de 2030 con inversiones óptimas, la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica es de aproximadamente 5,5 GW. Esto da como resultado una participación anual de 18,6 % de ERV y 84 % de energía renovable. Debido a que los indicadores de flexibilidad son casi nulos en este escenario, el sistema podría hacer uso de aún más ERV.

Cuando la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica alcanza los 12,5 GW y la participación de ERV se acerca al 30 %, entonces comienza el vertido de ERV. En este punto, la participación de energía renovable es del 93 %. A partir de aquí, el vertido de ERV aumenta rápidamente a medida que aumenta la capacidad de la energía solar fotovoltaica, mientras que la participación de energía renovable aumenta pero nunca llega al 100 %. Esto se debe principalmente a que la generación de energía solar fotovoltaica está disponible solo durante el día. Por la noche, aunque la capacidad instalada de energía eólica e hidroeléctrica también es alta, el sistema aún requiere turbinas de gas para cubrir la demanda. La energía eólica e hidroeléctrica se encuentran solo en algunas regiones, y la transmisión no es suficiente para cubrir toda la demanda con energías renovables en algunos periodos.

Por esta razón, en los últimos escenarios analizados, cuando la capacidad de la energía solar fotovoltaica es mayor o igual a 18,5 GW, mientras que el vertido de ERV aumenta, la participación de energía renovable permanece constante en alrededor

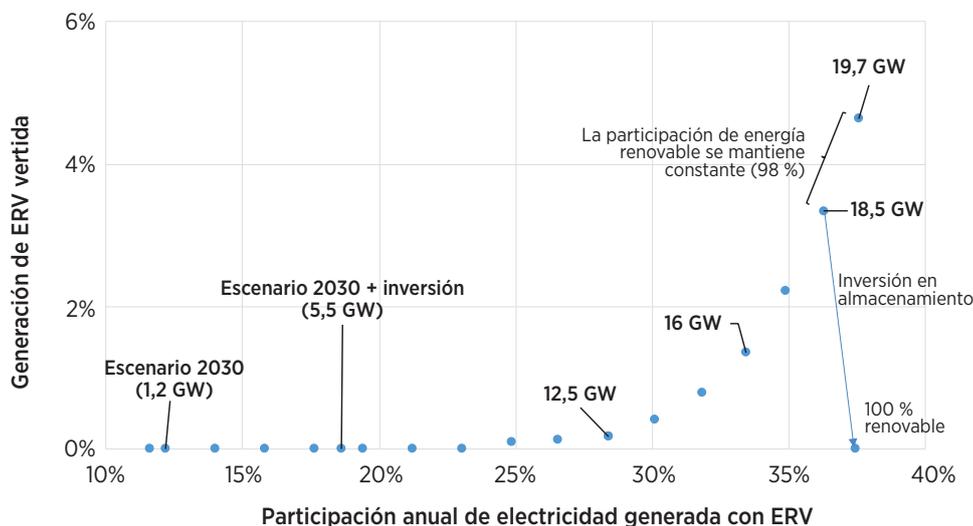
del 98 %, y cualquier energía solar fotovoltaica adicional será vertidapor completo. Este es el punto en el que se deben resolver los problemas de flexibilidad del sistema para seguir integrando la energía solar fotovoltaica y lograr un uso de energía 100 % renovable.

El modo de inversión de FlexTool se ejecutó utilizando algunos de los escenarios en los que se produce vertido de ERV. El resultado fue que, al invertir en el almacenamiento de energía, el sistema eléctrico podría disminuir el vertido de ERV, aumentar su participación de energía renovable y reducir los costos totales del sistema. Esto se debe a que el almacenamiento puede absorber el exceso de generación de ERV durante las horas pico solares, cuando la mayoría de la generación de ERV es vertida, para usarla en un momento posterior cuando la penetración de ERV sea menor.

A partir de los escenarios de inversión analizados, una participación de energía 100 % renovable se logra primero en el escenario con 18,5 GW de energía solar fotovoltaica. Por lo tanto, el camino óptimo para alcanzar el 100 % de energía renovable con energía solar fotovoltaica sería instalar hasta 18,5 GW de energía solar fotovoltaica junto con 12,5 GW (6,2 gigavatios por hora, GWh) de almacenamiento de energía, principalmente en las zonas de GCM y Córdoba-Sucre, donde está desplegada la mayor parte de ERV. En el caso de Colombia, el almacenamiento de energía hidroeléctrica por bombeo podría ser la opción más adecuada para aumentar la flexibilidad en el sistema existente.

Otra posible solución sería acoplar el sector eléctrico con otros sectores energéticos a través del “acoplamiento sectorial” (por ejemplo, para alimentar a los vehículos eléctricos y/o convertir la energía eléctrica en calor o en gas). Este análisis se puede realizar con FlexTool y se investigará más a fondo en el futuro.

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



# CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El sistema eléctrico de Colombia actualmente tiene una alta participación de energía hidroeléctrica, baja capacidad de ERV y una sólida red de transmisión interna que no enfrenta problemas de flexibilidad.

En 2030, la capacidad instalada de ERV crecerá a 17 %; sin embargo, Colombia aún tendrá suficiente flexibilidad —incluso en años secos con una generación limitada de energía hidroeléctrica— gracias a los planes para expandir en gran medida la capacidad de transmisión y agregar otros 2,4 GW de capacidad de energía hidroeléctrica (proyecto Ituango), además de los grandes recursos hidráulicos que ya se encuentran en el sistema. En un análisis adicional de escenarios en el que se excluyó esta central hidroeléctrica de 2,4 GW, el sistema también se mostró flexible.

Con base en el análisis, la herramienta FlexTool de IRENA sugiere que en 2030 la capacidad solar fotovoltaica adicional puede mejorar el equilibrio regional de la oferta y la demanda y reducir los costos totales del sistema, así como reducir aún más las emisiones de CO<sub>2</sub>. La cantidad óptima de energía solar fotovoltaica identificada en el análisis es de 5,5 GW, por encima de los 1,2 GW del plan actual. En virtud de esta optimización, no hay inversiones adicionales rentables en energía eólica o capacidad de transmisión adicional.

Los usuarios pueden impulsar inversiones adicionales más allá de los 5,5 GW identificados de energía solar fotovoltaica, como ha sido el caso en muchos países, particularmente para la generación distribuida. En este estudio se concluye que incluso si la capacidad de energía solar fotovoltaica va más allá del óptimo evaluado, la capacidad de energía solar fotovoltaica instalada puede alcanzar 12,5 GW sin generar problemas de flexibilidad. Después de este punto, el vertido de ERV aumenta exponencialmente a medida que se agrega más capacidad al sistema. En este caso, Colombia necesitaría evaluar la solución de flexibilidad más rentable que permitiese integrar mayor participación de ERV.

En ninguno de los escenarios y sensibilidades evaluados, se necesitaron inversiones de transmisión adicionales para los 15 nodos estudiados. Los escenarios de alta participación de ERV se complementan con inversiones en sistemas de almacenamiento de energía; sin embargo, el acoplamiento sectorial también podría ser una opción. Se puede lograr una participación del 100 % de energía renovable en el sector eléctrico al aumentar la capacidad de la energía solar fotovoltaica a 18,5 GW y agregar 12,5 GW (6,2 GWh) de almacenamiento de electricidad al sistema, idealmente en los nodos GCM y Córdoba-Sucre. El almacenamiento de energía hidroeléctrica por bombeo parece ser la opción de almacenamiento más práctica para el sistema eléctrico colombiano.

## IMPACTO

Colombia se comprometió por primera vez con IRENA para evaluar la flexibilidad del parque de generación propuesto en el plan de expansión nacional de 2015 (UPME, 2015). Ese plan sugería medidas que lograrían una penetración de ERV razonablemente alta. Tras una retroalimentación positiva del país, se le pidió a IRENA que produjera un análisis más granular utilizando el último plan de expansión nacional (UPME, 2018), que apuntaba a una penetración de ERV superior a las estimaciones de la hoja de ruta para las energías renovables (REmap) de IRENA.

Este análisis proporcionó información sobre la flexibilidad del sistema eléctrico planificado, así como indicadores que podrían ser adecuados para evaluar esta flexibilidad. Además, dado el aumento en la granularidad nodal solicitada,

el análisis de la transmisión entre zonas podría proporcionar una descripción más detallada de la flexibilidad del sistema.

Con base en los resultados de este análisis, UPME planea agregar un capítulo sobre la flexibilidad del sistema eléctrico al próximo plan nacional de expansión del sistema eléctrico, considerando el periodo 2018-2032. En el nuevo capítulo se agregarán resultados de este análisis de flexibilidad y se explorarán otros escenarios, como uno en el que se considere la posible central hidroeléctrica de 2,4 GW de Ituango, u otro en el que se considere una granularidad nodal más alta para capturar posibles restricciones de transmisión dentro de zonas específicas.



## LECTURAS COMPLEMENTARIAS

- » **UPME (2018)**, Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2017-2031, 345.
- » **UPME (2015)**, Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2015-2029, 616.
- » **XM (2018)**, Pronóstico de demanda [documento web], [www.xm.com.co/Paginas/Consumo/pronostico-de-demanda.aspx](http://www.xm.com.co/Paginas/Consumo/pronostico-de-demanda.aspx) (visitado el 3 de octubre de 2018).
- » **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.

### Agradecimientos

IRENA agradece el apoyo del gobierno de Japón, que contribuyó a la preparación de este informe. Este caso de estudio se benefició enormemente de las revisiones y aportes de expertos en el país, entre ellos Antonio Jiménez Rivera, Carlos García, Luis Alfredo Hernández Beleño, Javier Martínez y Carolina Sánchez Ruiz de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME).

**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.

