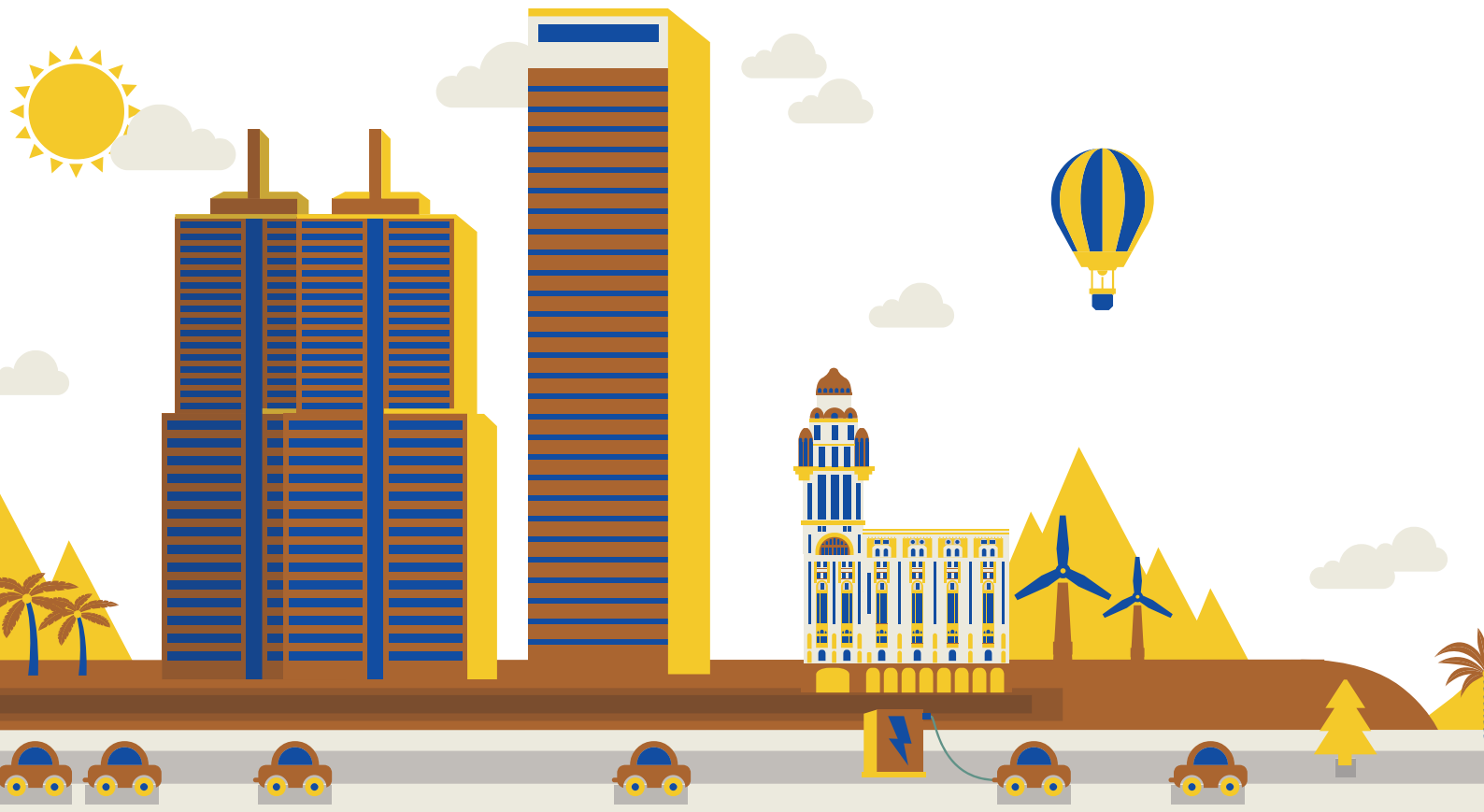


EVALUACIÓN DE LA FLEXIBILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE URUGUAY

CASO DE ESTUDIO DE LA
HERRAMIENTA FLEXTOOL DE IRENA



PROCESO DE PARTICIPACIÓN EN EL ANÁLISIS DE FLEXIBILIDAD

En agosto de 2017, representantes de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) y Uruguay acordaron realizar una evaluación de flexibilidad. Los representantes de Uruguay agradecieron la oportunidad de explorar y analizar el enfoque de IRENA, incluida la nueva herramienta FlexTool, para ver cómo encajan en el proceso de planificación del país y complementar las herramientas de planificación nacional actuales.

El proceso se formalizó una vez que la contraparte principal de IRENA, el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) accedió a realizar una evaluación de la flexibilidad del sistema eléctrico con la herramienta FlexTool de IRENA.

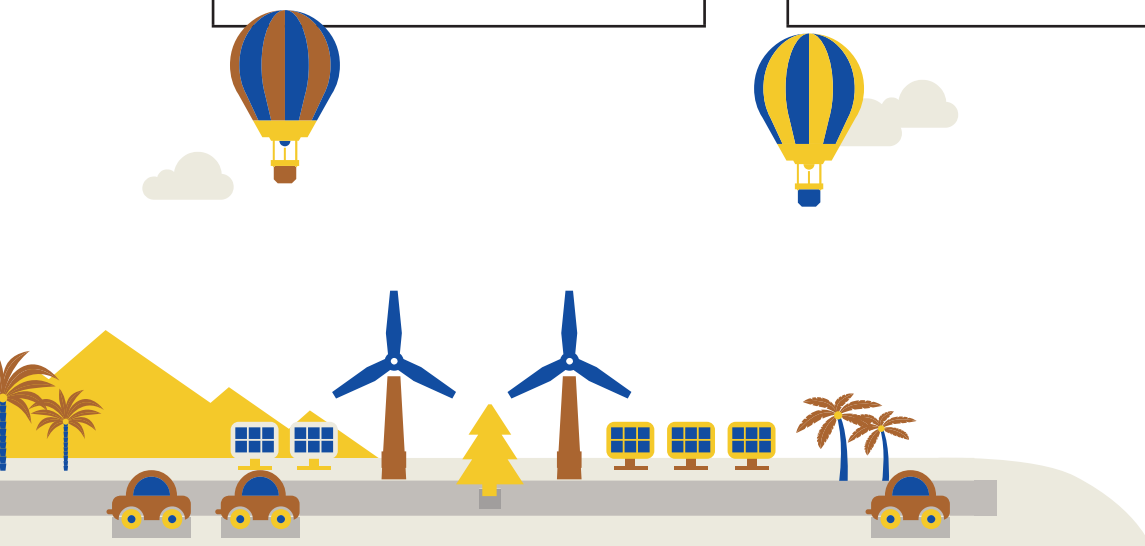
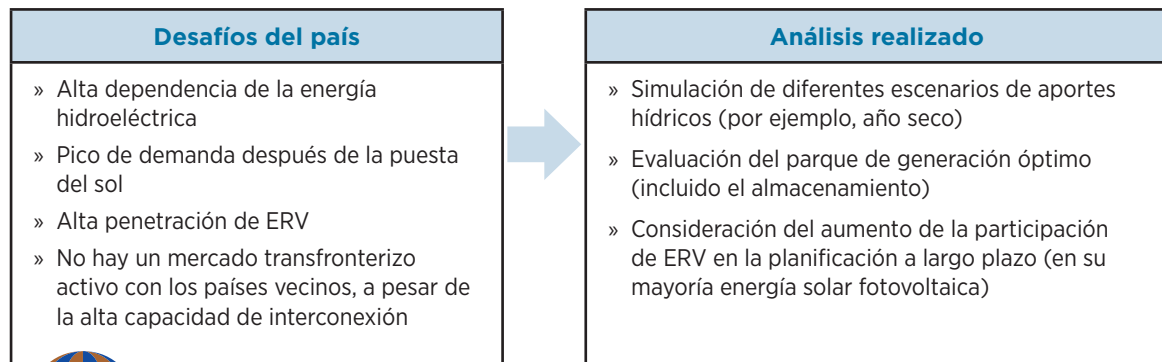
IRENA colaboró con un grupo de expertos técnicos del MIEM durante la recopilación de datos y el desarrollo del modelo. MIEM proporcionó información y orientación sobre los detalles del sistema eléctrico de Uruguay. Parte de la recopilación de datos se basó en fuentes disponibles públicamente (ADME, 2018; MIEM, 2018; UTE, 2018), mientras que otra información la proporcionó el MIEM directamente.

Dado que el sistema eléctrico de Uruguay ya tiene cerca de un 100 % de generación renovable, no hay espacio para explorar un escenario de energía renovable más ambicioso para el sector energético. Las penetraciones de energías renovables y de energía renovable variable (ERV) en escenarios futuros se tomaron de las proyecciones nacionales producidas por el MIEM para 2030. Los datos y supuestos para el sistema eléctrico de Uruguay fueron consolidados por IRENA y validados por el MIEM. Una vez que el MIEM confirmó la exactitud de los datos, se construyó el modelo FlexTool y se realizó el análisis de flexibilidad.

El modelo FlexTool, junto con los resultados del estudio y el conjunto de diapositivas que ilustran los hallazgos principales, se compartieron con el MIEM para su revisión y deliberación.

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

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

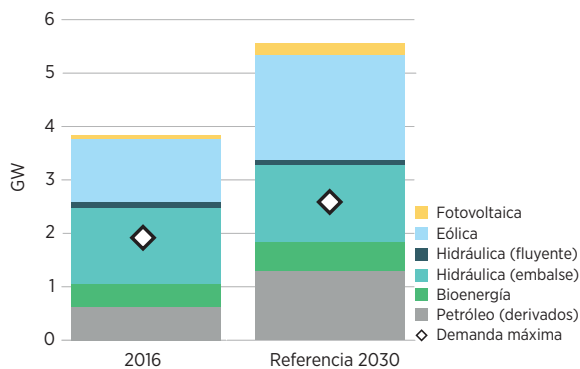


SISTEMA ELÉCTRICO DE URUGUAY

En 2016, el sistema eléctrico de Uruguay tenía una participación muy alta de capacidad instalada de energía renovable (alrededor del 80 %), siendo la mitad ERV (principalmente eólica) y la mitad centrales hidroeléctricas y de biomasa. La electricidad fue casi 100 % renovable, con una contribución de energía hidráulica del 56 %, eólica del 22 %, biomasa del 18 %, solar fotovoltaica (FV) del 1 % y combustibles fósiles del 3 %. En virtud de las proyecciones 2016-2030 del MIEM, la capacidad instalada de ERV debería aumentar en 900 megavatios (MW), principalmente de energía eólica, para 2030.

Uruguay instaló recientemente 540 MW de motores diésel, y el último plan sugiere agregar una turbina de gas impulsada por diésel de 120 MW para 2030 y un proyecto de biomasa de 134 MW en 2024. Se espera que la demanda total de energía crezca un 33 % para 2030, con un aumento de la demanda máxima de 1,9 gigavatios (GW) a 2,7 GW. La capacidad instalada (3,8 GW en 2016 y 5,5 GW en 2030) supera la demanda máxima en ambos años, por lo que no se esperan problemas de adecuación de la generación¹ (consulte la Figura 2).

Figura 2: Evolución prevista del parque de generación en el sistema eléctrico de Uruguay, 2016-2030

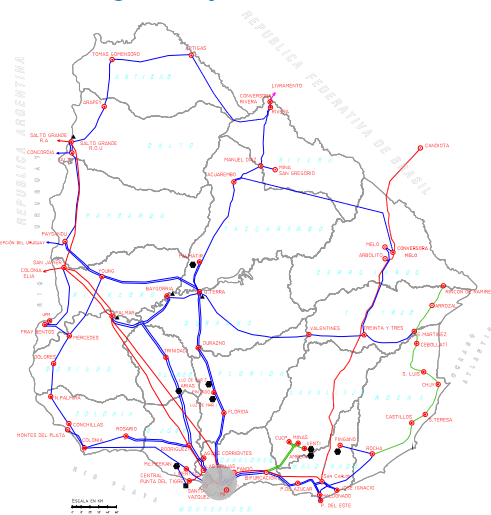


Uruguay tiene una gran capacidad de interconexión con Argentina (2000 MW) y Brasil (570 MW); sin embargo, sin un mercado transfronterizo activo, la energía se comercializa a través de acuerdos *ad hoc* a corto plazo. Incluso con una capacidad de interconexión que supere la demanda máxima, el sistema eléctrico experimenta un alto vertido de ERV, principalmente en la noche, cuando la generación de energía eólica supera la demanda. En consecuencia, las importaciones de electricidad han comenzado a dar paso a las exportaciones (Wynn, 2018).

La transmisión interna no se refleja en este estudio, ya que el MIEM optó por un modelo de un solo nodo.

En la Tabla 1 se muestran los facilitadores clave de flexibilidad en el sistema eléctrico de Uruguay, con base en información histórica y los planes de expansión de última generación.

Figura 3: Red de transmisión de Uruguay, incluidas las interconexiones con Argentina y Brasil



Fuente: UTE

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 Uruguay*

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 el informe de la metodología FlexTool de IRENA.

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 pueden surgir problemas de adecuación de la generación porque las fuentes de ERV no tienen una capacidad firme del 100 % y los recursos hidroeléctricos tienen energía limitada; pueden aparecer desafíos si la producción de ERV es baja y el año de análisis es seco. Sin embargo, la evaluación de la flexibilidad se puede realizar para casos específicos en los que la poca lluvia o la poca intensidad del viento pueden crear desafíos de adecuación, y la herramienta es capaz de abordar estos casos al invertir en una combinación de tecnologías de menor costo.

ASPECTOS DESTACADOS DEL ANÁLISIS

ANÁLISIS DE FLEXIBILIDAD EN EL SISTEMA ELÉCTRICO 2030 DE URUGUAY

Se simuló el sistema eléctrico de 2016 de Uruguay para calibrar el modelo FlexTool y se identificó un 22 % de ERV en exceso. Después de la calibración, se probaron dos escenarios de 2030: un escenario de referencia con aportes hídricos promedio y un escenario de año seco, en el que se considera un bajo aporte hídrico con² probabilidad de ocurrencia del 5 % (consulte la Figura 4 y la Tabla 2³).

Aunque el escenario de referencia es 100 % renovable, se requiere generar a partir de derivados del petróleo en el escenario del año

seco (dejando un 86 % de energías renovables), y el exceso de energía eólica cae del 25 % al 8 % (Figura 4). En un año seco, no hay vertido hidráulico, mientras que en el escenario de referencia, el exceso de energía eólica (si no se exporta) podría provocar vertido hidráulico.

Las restricciones pueden evitarse mediante la exportación, sin embargo, las medidas adicionales que se están explorando para almacenar o transformar el exceso de energía eólica en Uruguay incluyen la conversión de energía en calor, energía en hidrógeno y los vehículos eléctricos.

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

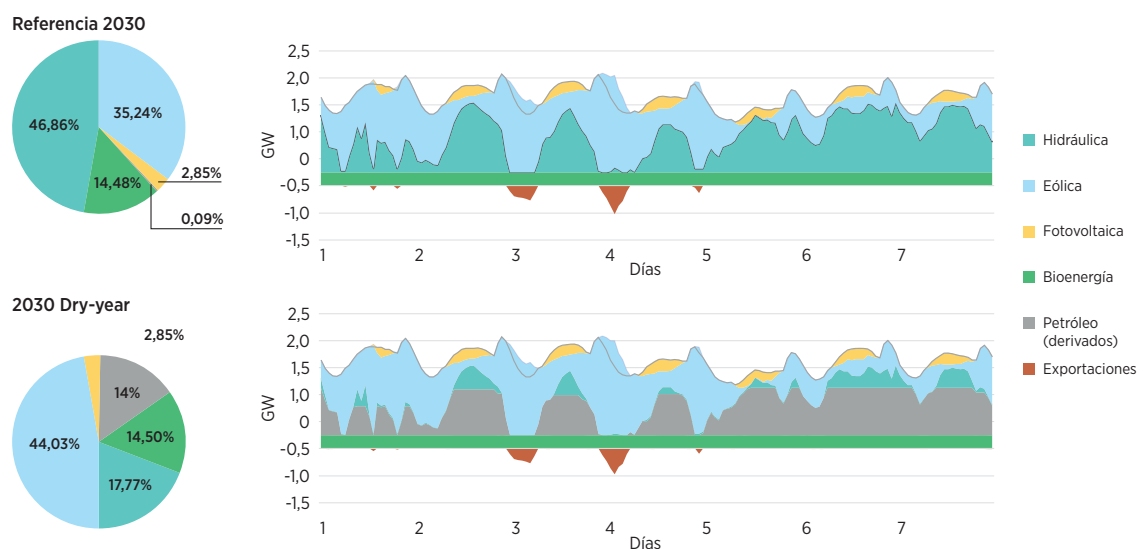


Tabla 2: Principales indicadores de flexibilidad en el sistema eléctrico de Uruguay en los escenarios de referencia y año seco de 2030: no se identifican problemas de flexibilidad

	Referencia 2030		Año seco 2030	
	Total (GWh)	Pico (MW)	Total (GWh)	Pico (MW)
Vertido de ERV*	1920	2397	609	1102,7
Energía no suministrada	0	0	0	0
Vertido hidráulico	0	0	0	0
Insuficiencia de reservas	0	0	0	0

* Con los supuestos de modelado utilizados, FlexTool convierte el excedente de ERV en exportaciones y el vertido de ERV se reduce a cero. Sin embargo, en realidad no se puede exportar todo el excedente de ERV, ya que esto requiere un acuerdo con los países vecinos, lo que lleva a altos niveles de vertido.

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

² Uruguay depende en gran medida de los recursos hídricos, y la variabilidad anual de los aportes es alta, con extremos históricos de -50 % y +70 % en comparación con el flujo de entrada promedio a largo plazo con 100 años de datos.

³ Los altos niveles de vertido de ERV no se deben a la falta de flexibilidad, sino a que la generación de ERV supera la demanda. Además, el modelo las convierte en exportaciones.

EVALUACIÓN DE INVERSIONES ADICIONALES PARA UN PARQUE DE GENERACIÓN ÓPTIMO

Como no se identificaron problemas de flexibilidad en los dos escenarios de 2030, se realizó un análisis de sensibilidad para identificar posibles inversiones adicionales rentables.⁴ En el escenario de referencia de 2030, el modo de expansión de FlexTool no identificó ninguna inversión adicional rentable. Sin embargo, en el escenario del año seco, la energía limitada de los embalses hidroeléctricos podría justificar la inversión en capacidad adicional⁵ (consulte la Figura 5).

En este escenario, FlexTool identifica como inversiones rentables otros 500 MW de energía solar fotovoltaica, 280 MW de energía eólica y 10 MW de biogás. Estas inversiones son rentables (consulte la Figura 6) solo si la mayoría de los años futuros serán secos. Dado que los aportes hídricos en la mayoría de los años serán considerablemente mayores, no se recomiendan tales inversiones.

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

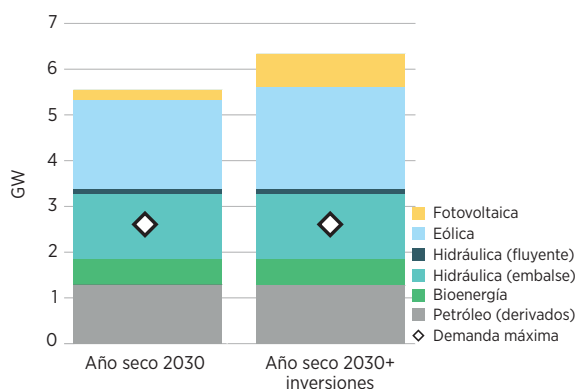


Tabla 3: Indicadores de flexibilidad restante para el escenario de referencia de 2030 con inversiones optimizadas: promedio anual y periodo más crítico*

	Promedio	Más crítico
Capacidad de rampa residual (MW/min)	77,84 MW/min	52,2 MW/min
Cuota de tiempo cuando la transmisión no está congestionada (%)**	N/A	N/A
Capacidad de interconexión restante (%)***	91,47 %	6,73 %
Capacidad no utilizada de embalses hidroeléctricos (%)	71,3 %	0 %

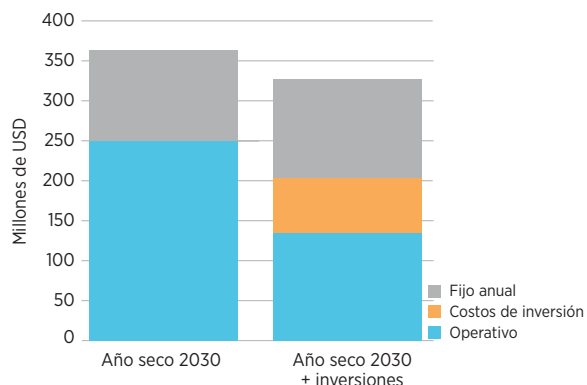
* "Más crítico" representa las peores condiciones para cada indicador en el escenario modelado. El periodo, o intervalo de tiempo, es de una hora en el modelo uruguayo de FlexTool.

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

*** Resultados del modelo. En realidad, el uso de la interconexión no sería tan alto.

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

Figura 6: Comparación de costos anualizados entre los escenarios de año seco de 2030, con y sin inversiones para costos optimizados del sistema



Finalmente, se calculó un conjunto de indicadores de flexibilidad adicionales para medir la flexibilidad restante en el sistema, como se presenta en la Tabla 3 para el escenario de referencia de 2030.

En el periodo más crítico de la capacidad de embalse no utilizada, la capacidad restante es del 0 %, lo que sugiere que podría ser necesario un vertido de agua. Sin embargo, aquí 0 % solo significa que los embalses están llenos, pero no hay derrames y el sistema eléctrico tendría flexibilidad restante para manejar una mayor penetración de ERV.

4 En el caso de Uruguay, la expansión incluye energías renovables y baterías. La expansión de la capacidad de transmisión doméstica no es relevante en este caso, dado que es un modelo de un solo nodo.

5 Sin embargo, tales inversiones serían rentables en el 5 % de los años y probablemente no serían rentables en el 95 % de los años.

INTEGRACIÓN GRADUAL DE MÁS ENERGÍA SOLAR Y EÓLICA EN EL SISTEMA

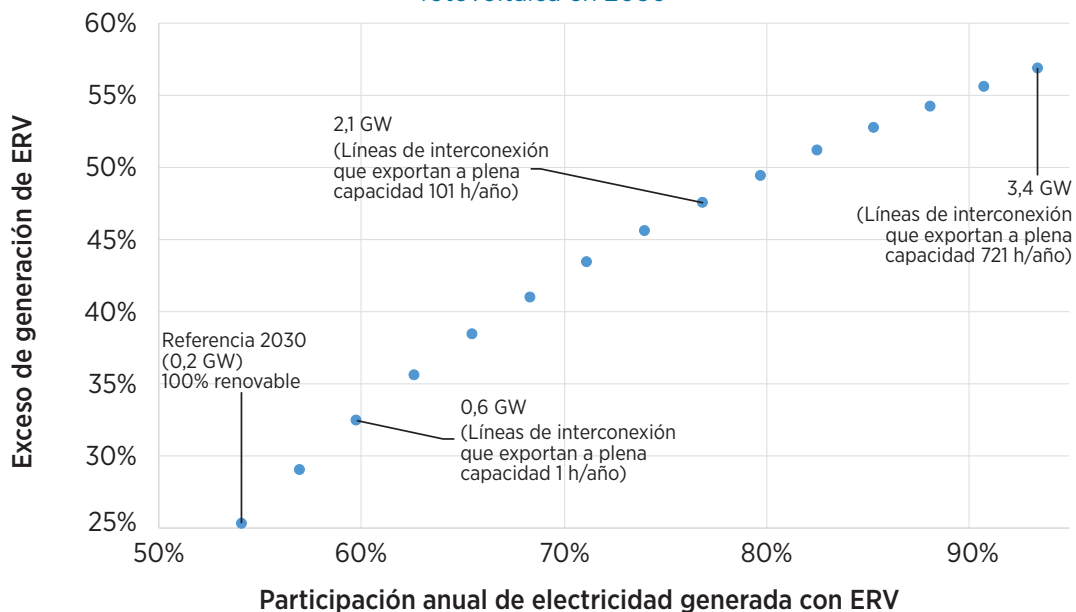
Como sensibilidad final, se realizó una prueba de esfuerzo introduciendo inversiones en la capacidad de energía solar fotovoltaica en el sistema eléctrico hasta que surgiera un vertido de ERV significativo. No se consideraron las sensibilidades de energía eólica, pues la penetración de energía eólica en el sistema ya es muy alta. En total, se analizaron 15 escenarios de energía solar fotovoltaica utilizando el escenario de referencia de 2030. El principal resultado de este análisis de sensibilidad fue que durante cada hora en que la generación de ERV supera la demanda, este exceso podría exportarse a Argentina y Brasil. En la Figura 7 se muestra cómo crece la necesidad de exportaciones o de vertido a medida que crece la penetración de ERV.

En el escenario de referencia de 2030, la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica es de alrededor de 0,2 GW, mientras que la capacidad instalada de energía eólica es de 1,95 GW. Esto, junto con la energía hidroeléctrica fluyente, asciende a 2,25 GW de capacidad instalada de ERV. Esto se traduce en un 54 % de ERV y en un 100 % de energía renovable (el resto es hidráulica de embalse y biomasa). El vertido de ERV es alto, del 25 %. Sin embargo, la mayor parte podría convertirse en exportaciones si se utiliza la interconexión con Brasil y Argentina. A medida que aumenta la capacidad de ERV, también aumenta el nivel de vertido.

En la Figura 7 se muestra que incluso con 3,4 GW de energía solar fotovoltaica instalada (y por lo tanto, 5 GW de ERV, aproximadamente el doble de la demanda máxima del país en 2030), quedaría suficiente capacidad de interconexión para exportar casi toda la energía vertida. En este escenario, las líneas de interconexión estarían congestionadas 721 horas del año. Por lo tanto, la capacidad instalada de ERV tendría que alcanzar niveles poco realistas antes de que apareciera vertido de ERV debido a la falta de flexibilidad.

Este análisis destaca la oportunidad que un mercado transfronterizo activo entre Argentina, Brasil y Uruguay podría proporcionar para reducir el costo de la electricidad en los tres países. Hoy en día, las exportaciones de Uruguay a estos países se producen solo de manera *ad hoc*, aunque aumentan constantemente, y el vertido de energía eólica es alto cuando la demanda es menor, ya que solo se exporta una parte del exceso de energía eólica generada. Un mercado transfronterizo activo facilitaría la integración de ERV en Uruguay; sin embargo, se están explorando otras opciones, como el almacenamiento de energía o el acoplamiento sectorial (es decir, la conversión de energía en calor, energía en hidrógeno y los vehículos eléctricos).

Figura 7: Exceso de generación de ERV en diferentes niveles de penetración de energía solar fotovoltaica en 2030



CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Ya en 2016, el sistema eléctrico de Uruguay tenía una capacidad instalada de ERV muy alta (40 % de la capacidad instalada total), en su mayor parte por la generación de energía eólica, que, junto con una importante generación de energía hidráulica, llevó a una participación de energía renovable de casi el 100 %. En ese año, el 22 % de la generación a partir de ERV se identificó como exceso.

Uruguay experimenta altos niveles de vertido de ERV debido a que la generación supera la demanda y no existe un mercado transfronterizo activo para aprovechar al máximo la capacidad de interconexión del país y poder exportar esta energía a corto plazo.

En 2030, la capacidad instalada de ERV debería aumentar aún más, según el último plan nacional. Pero se espera que el sistema eléctrico sea lo suficientemente flexible, incluso en un año seco, para admitir este aumento. Sin embargo, el vertido de ERV puede aumentar aún más si no existen exportaciones o medidas como el acoplamiento sectorial en ese momento.

FlexTool no identifica la necesidad de inversiones en capacidad de generación adicional en el escenario de referencia de 2030, y sugiere que se

invierta en capacidad adicional (principalmente energía solar fotovoltaica y eólica) solo en un escenario de año muy seco. Dado que se espera que este escenario ocurra solo cinco años por siglo, estas inversiones son solo indicativas y no deben considerarse como una recomendación.

Cuando se introduce más ERV en el sistema, no aparecen problemas de flexibilidad si se utiliza activamente la alta capacidad de interconexión del sistema eléctrico de Uruguay. Sin embargo, a menos que exista un mercado transfronterizo activo, tales inversiones adicionales conducirían solo a vertido de ERV adicional y no se recomiendan. La recomendación principal es explorar cómo utilizar mejor la capacidad de interconexión para equilibrar la generación de ERV existente y planificada.

En la evaluación también se debe considerar cómo los vehículos eléctricos, la calefacción eléctrica y, posiblemente, la producción de hidrógeno a través de la electrólisis, podrían facilitar la integración de ERV y ayudar a Uruguay a descarbonizarse más allá del sector eléctrico. La herramienta FlexTool de IRENA se puede utilizar para realizar dicho análisis y evaluar los impactos del acoplamiento sectorial.

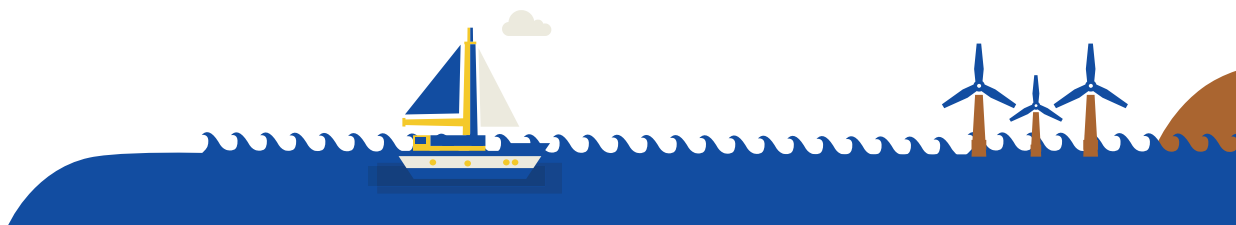
IMPACTO

Uruguay realizó este análisis para explorar el uso de la metodología FlexTool de IRENA y ver cómo esta metodología podría encajar en el proceso de planificación del país.

Uruguay cuenta con dos herramientas diferentes en la planificación de su sistema eléctrico. Primero, el modelo WASP (Wien Automatic System Planning Package) [Paquete de planificación del sistema automático de Viena], desarrollado por el Organismo Internacional de Energía Atómica, que se utiliza para obtener la expansión de capacidad óptima durante un largo periodo. Los productos incluyen las inversiones requeridas, la cantidad y el tipo de capacidad y en qué año. Posteriormente, los modeladores ejecutan la SimSEE (Electric Energy Systems

Simulation) [Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica] desarrollada por la Universidad de la República Oriental del Uruguay, que resuelve el problema del despacho económico y detalla si el sistema con nuevas inversiones cumple con los criterios de confiabilidad establecidos. Si lo hace, este se convierte en el plan de expansión final; si no, se realiza otra iteración WASP.

El MIEM reconoce que la herramienta FlexTool de IRENA es un complemento útil de estas herramientas, ya que proporciona un conjunto adicional de indicadores de flexibilidad y permite evaluaciones integradas del acoplamiento sectorial. FlexTool, por lo tanto, revela más opciones para aumentar la flexibilidad.



LECTURAS COMPLEMENTARIAS

- » **ADME (2018)**, sitio web de la Administración del Mercado Eléctrico del Uruguay — ADME, adme.com.uy (visitado el 16 de octubre de 2018).
- » **MIEM (2018)**, sitio web del Ministerio de Industria, Energía y Minas — MIEM, www.miem.gub.uy/energia (visitado el 16 de octubre de 2018).
- » **UTE (2018)**, sitio web de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas — UTE, portal.ute.com.uy (visitado el 16 de octubre de 2018).
- » **Wynn, G. (2018)**, *Power-Industry Transition, Here and Now: Wind and Solar Won't Break the Grid: Nine Case Studies (Transición de la industria eléctrica, aquí y ahora: la energía eólica y solar no romperán la red: nueve estudios de casos)*, Institute for Energy Economics and Financial Analysis (Instituto de Economía Energética y Análisis Financiero), ieefa.org/wp-content/uploads/2018/02/Power-Industry-Transition-Here-and-Now_February-2018.pdf.
- » **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 estudio de caso se benefició enormemente de las revisiones y aportaciones de expertos en el país, entre ellos Claudia Cabrera y Virginia Echinope en el Ministerio de Industria, Energía y Minería del Uruguay (MIEM).

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.

