

# Evaluación del impacto del cambio climático en la generación eléctrica en los países del Cono Sur



**Informe final**  
Marzo de 2023





# **Evaluación del impacto del cambio climático en la generación eléctrica en los países del Cono Sur**

**Informe final**

Marzo de 2023

## Índice

---

<b>Agradecimientos .....</b>	<b>5</b>
<b>1. Introducción .....</b>	<b>6</b>
<b>2. Alcance y limitaciones del estudio .....</b>	<b>7</b>
<b>3. Síntesis del procedimiento de análisis climático y técnico-económico .....</b>	<b>13</b>
3.1. <i>Esbozo metodológico del análisis climático.....</i>	<i>14</i>
<b>4. Síntesis de los principales resultados del estudio .....</b>	<b>17</b>
4.1. <i>Principales resultados de la fase de análisis climático .....</i>	<i>17</i>
4.2. <i>Análisis técnico-económico (TEA).....</i>	<i>25</i>
<b>5. Conclusiones .....</b>	<b>42</b>
<b>6. Implicancias para la política energética .....</b>	<b>44</b>
6.1. <i>Visión general de la política de desarrollo del sector eléctrico ante el cambio climático.....</i>	<i>44</i>
6.2. <i>Acciones para incrementar la resiliencia del sector eléctrico frente a los efectos del cambio climático ....</i>	<i>44</i>
6.3. <i>Síntesis y análisis de los resultados por países .....</i>	<i>45</i>
<b>7. Consideraciones finales.....</b>	<b>48</b>
<b>8. Referencias bibliográficas .....</b>	<b>49</b>

## Agradecimientos

---

Agradecemos a la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) por la coordinación y la dirección técnica del estudio, en conjunto con el Banco Mundial. Agradecemos también al equipo consultor de Tecnalía y al Instituto de Hidráulica Ambiental de la Universidad de Cantabria (IHCantabria) por la realización del análisis climático, así como al equipo consultor del análisis técnico-económico desarrollado.

Asimismo, expresamos nuestro agradecimiento a los/as funcionarios/as y los/as técnicos/as de los países participantes (Argentina, Paraguay y Uruguay) por todos sus aportes técnicos y por su participación en los talleres del estudio.

También agradecemos a los/as especialistas participantes: Medardo Cadena (Director de Estudios de OLADE); Fabio García (especialista de la Dirección de Estudios de OLADE); Luciano Caratori (consultor de OLADE); Jorge Paz (Tecnalía); Manuel del Jesús Peñil (IHCantabria); Salvador Navas Fernández (IHCantabria); Ruben Chaer, Gonzalo Casaravilla, Ximena Caporale y Vanina Camacho integrantes del equipo consultor del análisis técnico-económico y Lucía Spinelli (especialista en energía) y Florencia Balestro (consultora en energía) por parte del Banco Mundial y a los revisores del Banco Mundial, Chandrasekar Govindarajalu (especialista líder en energía), Nivedita Joseph (consultora de Energía), Lauren Claire Culver (especialista senior de Energía), Arthur Kochnakyan (especialista líder en energía) por sus valiosos aportes.

## 1. Introducción

---

Ante la drástica disminución de precipitaciones observadas entre los años 2020 y 2021 en la zona de influencia de la cuenca del Río de la Plata, específicamente en las cuencas de los ríos Paraná y Uruguay y en las cuencas de los ríos Limay y Neuquén, en la región del Comahue (Argentina), y la presunción de que dicho fenómeno podría incrementar su frecuencia e intensidad en el futuro por efectos del cambio climático, el Banco Mundial y la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) desarrollaron un estudio con el objetivo de evaluar el impacto futuro del cambio climático sobre los sistemas de generación eléctrica de Argentina, Paraguay y Uruguay.

De los diferentes escenarios climáticos recogidos por el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés) se desprende que los cambios más evidentes en la temperatura media global y en otros factores climáticos se tornarían aún más notorios a partir de 2030, con impactos heterogéneos a nivel regional.

Por este motivo, el estudio analiza los impactos del cambio climático en las variables climáticas que caracterizan a los recursos hídricos, eólicos y solares que podrían tener influencia en la generación eléctrica en diferentes cuencas y regiones de Argentina, Paraguay y Uruguay. Para ello, se parte de un análisis sobre los cambios en las variables mencionadas hacia 2050 y se aplican dichas variaciones a la demanda eléctrica y a la infraestructura de generación y de interconexión entre los países prevista para 2030.

Este documento presenta una síntesis de los resultados, tanto en términos del impacto del cambio climático sobre las variables que afectan a la demanda y a la generación como en términos de cómo influyen estos cambios en los aspectos técnicos y económicos de la demanda y la generación eléctrica. A su vez, se incorpora una sección que describe las implicancias de los resultados obtenidos para el diseño de políticas y líneas de acción orientadas a incrementar la resiliencia de los sistemas de generación eléctrica de los países objeto del estudio.

Por lo tanto, pese a sus limitaciones, se espera que el estudio contribuya a la definición de herramientas metodológicas y a la provisión de resultados generales que puedan ser considerados para trabajos futuros a nivel doméstico y regional.

Los hallazgos, las consideraciones y las recomendaciones vertidos en este documento responden al análisis de los resultados de este estudio y no implican juicio de valor alguno sobre los planes de expansión del sistema eléctrico de los países analizados.

## 2. Alcance y limitaciones del estudio

### Marco del estudio

En términos de los estudios sobre la vinculación entre el impacto climático y los sistemas energéticos, el presente trabajo podría enmarcarse en un análisis de adaptación al cambio climático, como una etapa de diagnóstico que permita comprender los principales efectos de este sobre la oferta y la demanda eléctrica. Sobre la base de este estudio, en etapas posteriores podrán elaborarse análisis adicionales que permitan diseñar acciones de adaptación adecuadas a cada país.

La evaluación de los riesgos y las oportunidades que se vinculan con el cambio climático con mayor frecuencia se encuentra asociada en la bibliografía especializada a la exposición a riesgos *físicos*, los cuales se clasifican en riesgos *agudos* (sequías, incendios, inundaciones u olas de calor) y en riesgos *crónicos* (cambios en los niveles de lluvias; crecimiento del nivel del mar o de la temperatura media global, e incremento de la frecuencia, la intensidad y la duración de los fenómenos meteorológicos extremos), que se han exacerbado y se han vuelto más evidentes durante los últimos años. A ellos se suman aquellos vinculados con las regulaciones domésticas e internacionales y con fenómenos tecnológicos, sociales y de mercado derivados de la acción global contra el cambio climático, denominados riesgos *de transición*<sup>1</sup>.

De acuerdo con esta taxonomía, el presente análisis se enmarca en un estudio de adaptación de los sistemas energéticos al cambio climático, circunscrito exclusivamente al impacto de los riesgos *crónicos* para los sistemas de generación, medido en las magnitudes físicas de la disponibilidad de recursos y de costos.

El siguiente cuadro sintetiza los riesgos relacionados con el cambio climático incluidos y excluidos de este estudio.

**Cuadro 1.** Tipos de riesgos incluidos y excluidos del estudio

Riesgos físicos (ejemplos)		Riesgos de transición (ejemplos)
Crónicos (progresivos)	Agudos	
Incremento de la temperatura	Sequías	Legales y regulatorios
Cambios en las precipitaciones	Inundaciones	Tecnológicos
Elevación del nivel del mar	Olas de calor	De mercado
	Eventos extremos	Reputacionales
	Excluidos	Incluidos

Fuente: Elaboración propia.

<sup>1</sup>Reisinger, Andy, Mark Howden, Carolina Vera y otros (2020). *The Concept of Risk in the IPCC Sixth Assessment Report: A Summary of Cross-Working Group Discussions*. Panel Intergubernamental del Cambio Climático, Ginebra, Suiza, p. 15.

El cuadro que sigue a continuación, por su parte, sintetiza el alcance del estudio tanto en su dimensión temporal como geográfica y en términos de las variables analizadas.

## Cuadro 2. Síntesis del alcance del estudio y de las variables analizadas

### Alcance temporal

Impacto del cambio climático en los recursos energéticos para 2050 aplicando a la estructura planificada por los países dos escenarios de cambio climático de sus sistemas eléctricos a 2030, de acuerdo con los planes oficiales de expansión del sector.

El alcance temporal puede sintetizarse de la siguiente manera:

*“Aplicar las variaciones esperadas en las variables climáticas para 2050 a la infraestructura y a la demanda eléctrica de línea de base esperadas para 2030”.*

### Alcance geográfico

Zonas de influencia de la cuenca del Río de la Plata en Argentina, Paraguay y Uruguay y la zona de Comahue en Argentina.

Teniendo en cuenta las interconexiones existentes entre estos países y Brasil y que Brasil comparte con Paraguay la central binacional de Itaipú, que está alimentada por el río Paraná, una de las subcuencas principales del Río de la Plata, el análisis eléctrico incluyó el 100 % del sistema del Mercosur (Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay).

### Variables analizadas

#### Variables climáticas:

Cambios en:

- precipitación media,
- temperatura mínima/temperatura máxima,
- caudal medio,
- radiación solar,
- vientos.

#### Variables técnico-económicas:

Variación de:

- demanda eléctrica,
- generación hidroeléctrica,
- generación eólica,
- generación solar fotovoltaica,
- generación térmica (autodespachada y resto),
- costo operativo de abastecimiento de la demanda (CADO),
- costo marginal,
- beneficio marginal de sustitución,
- intercambios internacionales,
- excedentes turbinables (vertimientos).

Fuente: Elaboración propia.

## Alcance temporal

La incertidumbre sobre las tecnologías disponibles, los costos de los combustibles, los costos unitarios de inversión y los costos de operación y mantenimiento para la generación eléctrica para horizontes a muy largo plazo podría soslayar los resultados de las simulaciones realizadas con la información que se conoce en la actualidad.

Por lo tanto, se optó por evaluar el impacto del cambio climático y su influencia en los recursos energéticos para el año 2050 en dos trayectorias de concentración de gases de efecto invernadero (GEI) representativas y aplicar los diferentes escenarios del efecto esperado del cambio climático en la estructura actualmente planificada por los países para sus sistemas eléctricos a 2030, de acuerdo con los planes oficiales de expansión del sector publicados por los países involucrados. Se evaluó así el impacto que dichos escenarios de cambio climático podrían ejercer sobre los costos de la energía a nivel doméstico y regional.

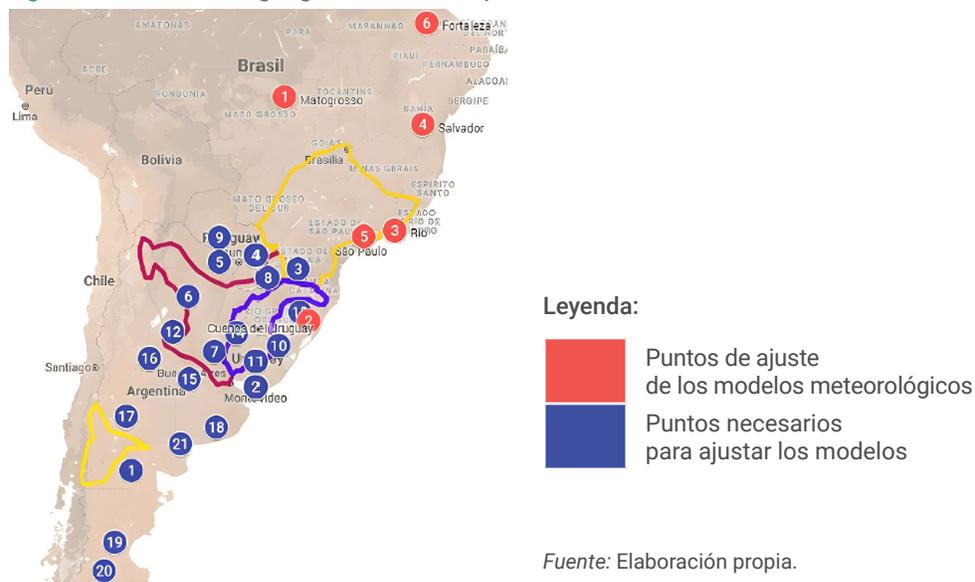
En tal sentido, podría sintetizarse que el alcance temporal surge de aplicar las variaciones esperadas en las variables climáticas para el año 2050 a la infraestructura y a la demanda eléctrica de línea de base esperada para 2030.

## Alcance geográfico

El área geográfica de interés para el estudio abarca específicamente las zonas de influencia de la cuenca del Río de la Plata, el río Uruguay y la zona de Comahue en Argentina, y tres países del Cono Sur: Argentina, Paraguay y Uruguay. Sin embargo, dada la interrelación entre estos tres países con Brasil gracias a las interconexiones internacionales existentes y a la presencia de la central binacional de Itaipú, que comparte Brasil con Paraguay y que se encuentra alimentada por el río Paraná, una de las subcuencas principales del Río de la Plata, el análisis eléctrico incluyó el 100 % del sistema del Mercosur (Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay).

La evaluación de los cambios en las variables climáticas clave abarcó el área de influencia de 100 centrales hidroeléctricas y otros 21 puntos de estudio en Brasil, Uruguay, Paraguay y Argentina. En todos estos puntos se ha estudiado la influencia del cambio climático sobre los caudales, la velocidad del viento, la irradiación solar y la temperatura, a fin de transformar las series observacionales y de reanálisis de línea de base en series afectadas por el cambio climático. La distribución geográfica de los puntos de estudio se puede observar en la figura 1.

Figura 1. Distribución geográfica de los 21 puntos de estudio



Los 4 países analizados fueron subdivididos en regiones. Argentina se dividió en 2 regiones: la región Comahue y Patagonia (sur del país) (AR\_ComPat) y la región del resto de Argentina (norte y centro del país) (AR\_MER); Brasil se dividió en 4 regiones: Sureste (BR\_SE), Sur (BR\_S), Noreste (BR\_NE) y Norte (BR\_N), y a Paraguay y a Uruguay se los modeló como regiones únicas (UY y PY, respectivamente). Si bien las regiones BR\_N y BR\_NE se modelaron respecto de la generación, la demanda y el límite de intercambios, no se incluyeron en el análisis del efecto del cambio climático por no estar bajo la influencia de la cuenca del Río de la Plata.

Respecto del análisis de los efectos del cambio climático sobre el sector eléctrico, se modeló el 93 % de la generación en la zona de interés del estudio y el 67 % de toda el área del Mercosur, lo que representó el 80 % de la demanda total de los cuatro países del Mercosur en su conjunto y el 72 % de la generación total, según se ilustra en la siguiente tabla.

**Tabla 1. Generación y demanda modeladas a 2030 y alcance del estudio de impacto del cambio climático (las áreas verdes están incluidas en el análisis del cambio climático)**

		Dem	Gen	Dem	Gen
		MW-m	MW-m	MW-m	MW-m
AR	ComPat	<b>1.056</b>	<b>5.258</b>	17.995	18.219
	MER	<b>16.939</b>	<b>12.960</b>		
BR	N	7.857	11.244	93.385	98.000
	NE	15.445	23.475		
	S	<b>16.502</b>	<b>14.060</b>		
	SE	<b>53.581</b>	<b>49.221</b>		
PY		<b>4.223</b>	<b>6.505</b>	4.223	6.505
UY		<b>1.537</b>	<b>1.672</b>	1.537	1.672
Total		117.140	124.396		
ALCANCE		<b>93.838</b>	<b>89.677</b>		
		<b>80 %</b>	<b>72 %</b>		

Fuente: Elaboración propia.

## Metodología de trabajo

El presente estudio se realizó en dos etapas: en la primera etapa, se determinaron las potenciales variaciones en las variables clave como consecuencia del cambio climático y su potencial apartamiento de un escenario de línea de base (sin mediar los efectos del cambio climático); en la segunda etapa, se estimó el impacto de las modificaciones en dichas variables clave sobre el sector eléctrico.

Respecto de los cambios en las variables climáticas clave, el estudio se limitó a modelar, tanto para la línea de base como para los escenarios de cambio climático, los cambios en las precipitaciones (a partir de proyecciones de caudales hidrológicos de interés), en la velocidad del viento, en la irradiación solar y en las temperaturas (máxima y mínima).

**Cuadro 3. Variables climáticas clave analizadas**

Variable	Descripción	Unidades
<i>Tasmin</i>	Temperatura mínima diaria del aire cercano a la superficie	K
<i>Tasmax</i>	Temperatura máxima diaria del aire cercano a la superficie	K
<i>Precipitación</i>	Precipitación diaria en la superficie; incluye tanto la fase líquida como la fase sólida de todo tipo de nubes	kg m <sup>-2</sup> s <sup>-1</sup>
<i>Precipitación convectiva</i>	La precipitación convectiva cae en forma de lluvia/llovizna con un rápido cambio en la intensidad y una zona determinada durante un período relativamente corto de tiempo, debido a que las nubes convectivas limitan la extensión horizontal.	kg m <sup>-2</sup> s <sup>-1</sup>
<i>Velocidad del viento</i>	Velocidad del viento a una altura de 10 m	m s <sup>-1</sup>
<i>Radiación solar descendente en la superficie</i>	El flujo radiativo descendente de onda corta de energía por unidad de área; los datos representan la media durante el período de agregación en la superficie	W m <sup>-2</sup>

Fuente: Elaboración propia.

El impacto de dichas variables climáticas fue simulado sobre los sistemas eléctricos en estudio, con lo que se obtuvieron estimaciones de la demanda de energía eléctrica y de la generación hidroeléctrica, eólica y solar, así como los cambios en el rendimiento de las centrales termoeléctricas según su orden de mérito de despacho (p. ej., centrales termoeléctricas que utilicen biomasa, residuos o combustibles fósiles) y sus características tecnológicas, tanto para la línea de base como para los escenarios de cambio climático.

Del estudio se desprenden también simulaciones sobre los *excedentes turbinables*, que incluyen vertimientos en las centrales de generación hidroeléctrica y energía de las centrales eólicas y solares que no se genera (a pesar de disponer del recurso para hacerlo) por falta de demanda en el sistema. Además, se obtienen estimaciones de los costos operativos de abastecimiento de la demanda (CADO) y de los costos marginales de operación (CMO), que permiten evaluar los posibles impactos sobre el *beneficio de sustitución* a diferentes fuentes de generación —el beneficio por instalar una tecnología dada en un determinado período en comparación con el resto de las alternativas y con no hacerlo—, y finalmente sobre los impactos en los intercambios regionales de energía eléctrica.

### Limitaciones del estudio

Como se señala en la sección que describe el alcance, este estudio se circunscribe a los cambios de largo plazo en las variables climáticas clave (*riesgos físicos crónicos*). Por este motivo, se excluyen los aspectos vinculados con los *riesgos físicos agudos*, como los fenómenos extremos y los desastres naturales y su potencial impacto en la infraestructura, y los *riesgos de transición*, que implicarían los cambios de preferencias de los inversores o de los usuarios y eventuales gravámenes u otros mecanismos de mercado y de comando y control que pudieran afectar los costos de generación, como la fijación de precios al carbono.

Asimismo, si bien el estudio brinda insumos en términos metodológicos y de resultados para avanzar en la determinación de requerimientos y en el diseño de acciones de adaptación, se limita exclusivamente a concluir sobre los aspectos generales vinculados con el planeamiento energético respecto del impacto en los sistemas y en los flujos regionales de energía eléctrica, y no a recomendar acciones específicas de adaptación.

En cuanto al impacto sobre la demanda de energía eléctrica, el estudio toma como línea de base las demandas vinculadas con un escenario *business as usual* (BAU, por sus siglas en inglés) estimado econométricamente

de manera compatible con los planes de expansión de la infraestructura según la planificación de los países hacia 2030. Por lo tanto, no recoge las potenciales sustituciones que podrían surgir en la demanda como respuesta a los cambios ambientales y a los cambios tecnológicos disruptivos (como una aceleración de la electrificación o de la penetración de los vehículos eléctricos, o la incorporación masiva de almacenamiento de energía eléctrica a costos competitivos). Para el horizonte del estudio, estos podrían influir sobre las demandas proyectadas y sobre su distribución diaria y estacional por efectos propios y ajenos al cambio climático.

En términos del impacto en los sistemas eléctricos, se destaca en primer lugar que el estudio elaborado no es un ejercicio de optimización de la expansión de los sistemas de generación y transporte, ni de las inversiones requeridas en infraestructura. Se trata, en cambio, de una simulación de los impactos en los sistemas previstos (por ejemplo, potencia instalada, demanda e infraestructura de transmisión) según la documentación oficial relevada por los países.

En tal sentido, el presente documento no realiza juicios de valor sobre la adecuación de los sistemas propuestos al devenir de la demanda y del contexto climático. No obstante, las partes podrían, sobre la base de los resultados obtenidos, incorporar estas variables para la toma de decisiones y para los procesos de planeamiento a fin de optimizar las decisiones de expansión de su infraestructura en un contexto de expectativa de intensificación del cambio climático.

En lo que respecta a los CADO, los CMO y el beneficio marginal de sustitución para las diversas tecnologías, resulta relevante señalar que los resultados no incluyen consideraciones propias de los países sobre sus estrategias de desarrollo, como aquellas que impacten en sus recursos o cadenas de valor domésticas (p. ej., gas natural o combustibles líquidos fósiles para los países productores), ni otras externalidades positivas (p. ej., creación de empleo) o negativas (p. ej., impuestos u otros precios al carbono) que podrían influir en el costo de las diferentes alternativas y modificar sensiblemente los resultados.

### **Vinculación con otros estudios recientes en la región sobre energía y cambio climático**

En cuanto a los antecedentes sobre este tipo de análisis, en el pasado reciente se han realizado algunos estudios vinculados con los efectos del cambio climático en la región, como los siguientes:

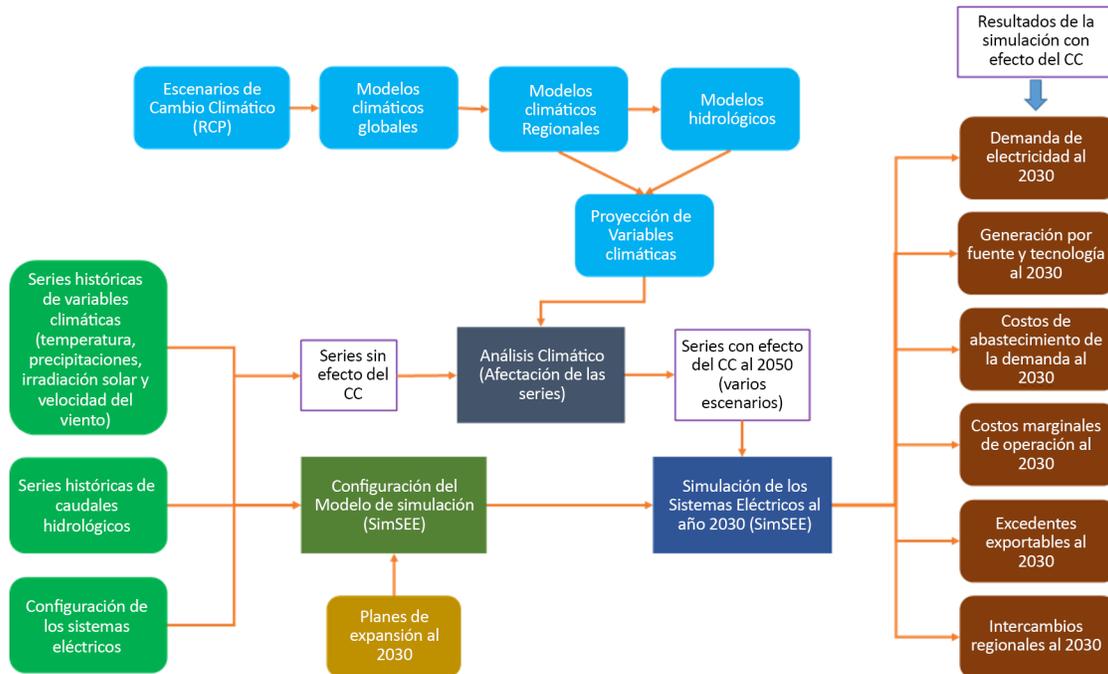
- *Vulnerabilidad al cambio climático de los sistemas de producción hidroeléctrica en Centroamérica y sus opciones de adaptación (2012–14)*, OLADE-Banco Interamericano de Desarrollo (BID)-Alianza en Energía y Ambiente con Centroamérica (AEA).
- *Potenciales impactos y adaptación al cambio climático en la infraestructura del sistema de transporte de electricidad de América Central (2015)*, OLADE-Canadá.
- *Vulnerabilidad al cambio climático y medidas de adaptación de sistemas hidroeléctricos en países andinos (2016–19)*, OLADE-BID.
- *Incidencia del cambio climático en la planificación energética: screening para la evaluación global de la vulnerabilidad y los riesgos climáticos del sistema energético de América Latina y el Caribe (Screen-ALC) (2019–21)*, OLADE-Agencia Española de Cooperación Internacional para el Desarrollo (AECID).
- *Climate Impacts on Latin American Hydropower (2022)*, Agencia Internacional de la Energía (IEA).

### 3. Síntesis del procedimiento de análisis climático y técnico-económico

El abordaje de la problemática analizada se llevó a cabo en dos etapas. En primer lugar, se tuvieron en cuenta los cambios en las variables climáticas, que incluían proyecciones y escenarios de las series de caudales hidrológicos, velocidad del viento, irradiación solar y temperatura afectadas por el cambio climático para 2050 bajo diferentes trayectorias de concentración de GEI representativas (RCP, por sus siglas en inglés) (análisis climático). En segundo lugar, se proyectó la operación optimizada (dada una infraestructura predefinida por los países) de los sistemas eléctricos de los países objeto del estudio con los planes de expansión oficiales y las series de recursos energéticos afectadas por los escenarios de cambio climático. En este caso, se evaluó el efecto de dichos escenarios en el despacho, en el costo de la energía eléctrica y en los intercambios regionales para 2030.

A partir de dichos resultados, se evaluaron posibles acciones y consideraciones estratégicas que conlleven a incrementar la resiliencia de los sistemas eléctricos de los países ante los efectos pronosticados de los diferentes escenarios de cambio climático considerados en el estudio. El procedimiento general adoptado para el estudio se sintetiza en el flujograma que se presenta a continuación.

Figura 2. Esquema resumido del proceso de análisis del estudio



Nota: CC = cambio climático.

Fuente: Elaboración propia.

### 3.1. Esbozo metodológico del análisis climático

---

Con el objeto de contribuir a la evaluación de los cambios previsibles en el recurso hídrico, eólico y solar y su impacto en la generación hidroeléctrica, eólica y fotovoltaica, se analizan la precipitación y las temperaturas actuales, junto con los caudales aportantes a las centrales de estudio y su variación en el tiempo por efecto del cambio climático. Estos constituyen aspectos clave a la hora de valorar cómo se va a comportar el caudal fluyente.

Para llevar a cabo dichos análisis, se cuenta con la información recogida en estaciones meteorológicas de la base de datos Global Historical Climatology Network Daily (Menne y otros, 2012) y de la base de datos de reanálisis ERA5 (European Centre for Medium-Range Weather Forecasts, 2017), así como de las previsiones de cambio climático facilitadas en los informes del IPCC. En estos últimos se recogen los resultados del modelado del clima futuro mediante diferentes modelos climáticos (hasta un total de 21) en distintos escenarios de concentraciones de GEI en la atmósfera (los denominados “RCP”) (van Vuuren y otros, 2011).

Al momento de abordar este estudio, existían dos fuentes de información de interés en cuanto a simulaciones climáticas. Por un lado, el último informe del IPCC acerca de los impactos del cambio climático (IPCC, 2022) ha sido desarrollado a partir de los modelos climáticos globales ejecutados en el marco de la sexta fase del proyecto de intercomparación de modelos de clima acoplados (CMIP6) (Eyring y otros, 2016). Estos modelos globales son adecuados para evaluar la previsible evolución global del clima, pero, por su baja resolución, en los estudios de impacto es más conveniente emplear modelos regionales (RCM). Actualmente, el conjunto de simulaciones de modelos regionales más importante para la zona del planeta estudiada es el aportado por el Experimento Regional Coordinado de Reducción de Escala (CORDEX). En concreto, en el estudio se han empleado las simulaciones disponibles para la región 1 de este experimento (“Suramérica”).

Los modelos climáticos utilizados en este estudio consideran la evolución del clima desde 2006 hasta el horizonte de 2100 bajo diferentes escenarios de cambio climático (principalmente cambios en las concentraciones de GEI). Fueron también ejecutados entre 1950 y 2005 sin considerar cambios en los forzamientos climáticos. Este se denomina “período histórico”. Por lo tanto, el primer objetivo es evaluar, con base en los resultados de estos modelos regionales, la evolución del clima en la zona de estudio en el período histórico y en el período 2036–55, es decir, 30 años en torno a 2050.

Dicha proyección de cambio climático se realiza, como se mencionó anteriormente, para dos escenarios de emisiones de GEI o trayectorias de concentración representativas: RCP4.5 y RCP8.5. El primero representa un escenario en el que se prevé que las emisiones de carbono continuarán creciendo hasta 2040, fecha a partir de la cual se habrán establecido las medidas adecuadas para reducirlas y se estabilizará la concentración de GEI en la atmósfera. El escenario RCP8.5 corresponde a una situación de emisiones poco optimista, en la que la concentración de CO<sub>2</sub> en la atmósfera seguirá creciendo por efecto de la actividad humana incluso más allá de 2100.

Una parte considerable de los diversos análisis de los impactos climáticos se refiere al RCP8.5 como el escenario continuista o de ausencia de medidas globales de mitigación (Hausfather y Peters, 2020). Para facilitar la comparación de los resultados generados con otros análisis y estudios, se ha optado por emplear el escenario RCP8.5, aunque no como un escenario tendencial o continuista, sino como un escenario de “peor caso posible” (Hausfather, 2019). El escenario RCP4.5 busca reflejar probables evoluciones del clima ante escenarios medios de emisiones. También existen escenarios más optimistas en cuanto a la reducción global de las emisiones de GEI (p. ej., el RCP2.6), pero, dado que los cambios de los patrones climáticos son menos marcados, no han sido analizados por ser menos informativos.

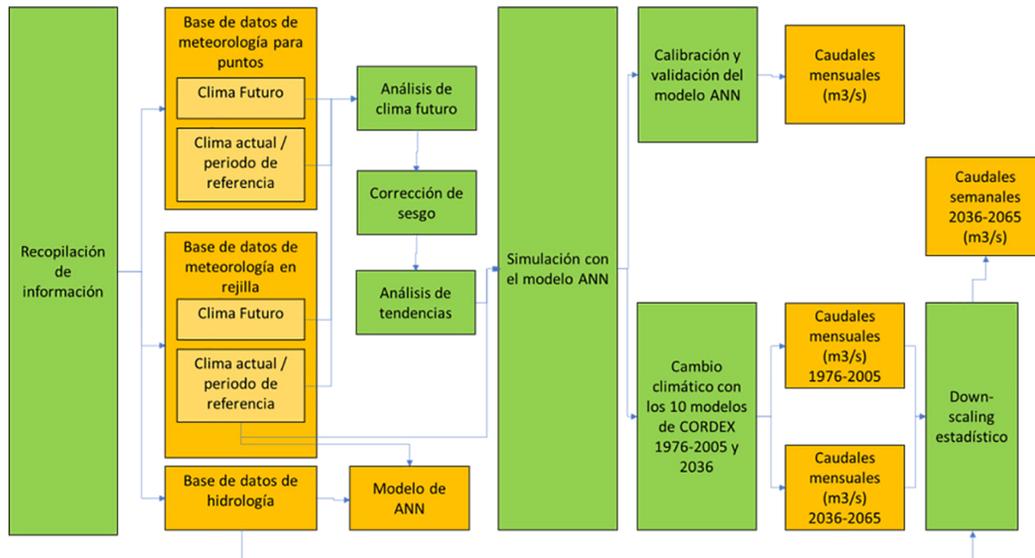
Para la consecución de los objetivos generales del análisis se establecen, a su vez, los siguientes objetivos específicos:

- La recopilación y el análisis de la información meteorológica e hidrológica disponible en la zona de estudio, en concreto los datos de precipitación, temperaturas y caudales mensuales.
- La caracterización de la variabilidad temporal de las variables de precipitación, caudales y temperatura en la situación actual.
- La caracterización de los patrones de viento y radiación en la situación actual.
- La distribución en el tiempo de las variables climáticas objetivo para los diferentes escenarios de cambio climático en el horizonte considerado.
- La obtención de las series de caudales actualizadas a futuro para los diferentes escenarios de cambio climático.

La metodología que se emplea para analizar cómo afectará el cambio climático al recurso hídrico consta de 5 tareas:

- 1) Recopilación de información:** Para la realización del estudio ha sido preciso recopilar información climática para el período histórico (1976–2005) (principalmente precipitación y temperatura) y el caudal aportante a cada una de las centrales de estudio. El análisis se realiza de manera diferenciada para:
  - una malla que cubre el área objeto de análisis hidrológico;
  - 21 puntos representativos de la operación del sistema energético regional.
- 2) Elaboración del modelo de redes neuronales artificiales (ANN, por sus siglas en inglés):** Para el presente estudio se propone la utilización de un modelo de redes neuronales que, a partir de las variables climáticas, reproduzca la serie de caudales a escala mensual en la cuenca aportante a cada una de las centrales hidroeléctricas propuestas.
- 3) Evaluación de las predicciones atmosféricas:** Se recopilará la información de 10 modelos climáticos CORDEX de la malla SAM-44 para dos escenarios de concentración de GEI (RCP4.5 y RCP8.5) y se analizarán las predicciones de las variables atmosféricas de interés de dichos modelos, precipitación y temperatura, para el período futuro. La información proporcionada por los modelos presenta sesgos, o errores sistemáticos, con respecto a la información de las observaciones. Por eso, antes de poder analizar la información de los modelos, se llevará a cabo un procedimiento de corrección del sesgo.
- 4) Generación de las proyecciones del caudal:** A partir de la elaboración de los modelos de redes neuronales para cada punto de estudio y mediante la evaluación de las proyecciones de cambios atmosféricos generados en la tarea anterior, se procederá a elaborar las proyecciones de flujos hidrológicos en la zona de estudio para los 10 modelos escogidos y sus dos escenarios.
- 5) Debido a que los modelos climáticos pueden no reproducir correctamente la secuencia temporal, sobre todo en variables como la precipitación, y a que esto resulta en alteraciones en la estacionalidad observables al contrastar los resultados de los modelos con los datos históricos, las simulaciones que entregan estas variables en los escenarios planteados en el estudio se realizan a partir de redes neuronales sobre la base de los modelos CORDEX, pero reproduciendo la estacionalidad de las series históricas.**

Figura 3. Esquema metodológico del análisis climático



Fuente: Elaboración propia.

## 4. Síntesis de los principales resultados del estudio

### 4.1. Principales resultados de la fase de análisis climático

#### Recuadro 1. Conceptos clave utilizados en el análisis climático

**Escenario climático:** Representación probable y en ocasiones simplificada del clima futuro basada en un conjunto de relaciones climatológicas internamente coherente definido de forma explícita para investigar las posibles consecuencias del cambio climático antropógeno, y que puede introducirse como datos entrantes en los modelos de impacto. Las proyecciones climáticas suelen utilizarse como punto de partida para definir escenarios climáticos, aunque estos suelen requerir información adicional.

**Reanálisis:** Estimaciones de la temperatura atmosférica y el viento o de la temperatura oceanográfica y las corrientes, y de otras magnitudes en el pasado, basadas en el procesamiento de datos meteorológicos u oceanográficos referentes a períodos anteriores mediante determinados modelos avanzados de predicción del tiempo o de la circulación oceánica con técnicas de asimilación de datos. La utilización de técnicas fijas de asimilación de datos evita los efectos provocados por los cambios de método de análisis en los análisis operacionales. Aunque la continuidad ha mejorado, los reanálisis globales siguen teniendo una cobertura variable y presentando sesgos en los sistemas de observación.

**Proyección climática:** Respuesta simulada del sistema climático a diversos escenarios de emisiones o de concentraciones de GEI y aerosoles, frecuentemente basada en simulaciones mediante modelos climáticos. Las proyecciones climáticas se diferencian de las predicciones climáticas por su dependencia del escenario de emisiones/concentraciones/forzamiento radiativo utilizado, basado en supuestos relativos; por ejemplo, un devenir socioeconómico y tecnológico que puede o no materializarse.

Fuente: Adaptado del glosario de IPCC en *Cambio climático 2014: Mitigación del cambio climático. Contribución del Grupo de Trabajo III al Quinto informe de evaluación del IPCC* (IPCC, 2014).

#### Recuadro 2. Escenarios climáticos y RCP

Las trayectorias de concentración representativas (RCP, por sus siglas en inglés) son escenarios que abarcan series temporales de emisiones y concentraciones de la gama completa de GEI y aerosoles y gases químicamente activos, así como el uso del suelo y la cubierta terrestre. Cada trayectoria de representación ofrece uno de los muchos posibles escenarios que conducirían a las características específicas de forzamiento radiativo.

Las RCP generalmente hacen referencia a la parte de la trayectoria de concentración hasta 2100, para la cual los modelos de evaluación integrados han producido los correspondientes escenarios de emisión. Las trayectorias de concentración ampliadas describen ampliaciones de las RCP entre 2100 y 2500, que

se calculan utilizando normas sencillas generadas a partir de las consultas con las partes interesadas y no representan escenarios plenamente coherentes.

El *Quinto informe de evaluación del IPCC* (AR5, IPCC, 2014) ha seleccionado de la literatura publicada cuatro RCP elaboradas a partir de modelos de evaluación integrados en función del forzamiento radiativo, que es la variación del flujo radiativo (cantidad de radiación recibida por un objeto desde una fuente dada) en la tropopausa o en la parte superior de la atmósfera, debida a una variación del causante externo del cambio climático; por ejemplo, una variación de la concentración de CO<sub>2</sub> o de la radiación solar.

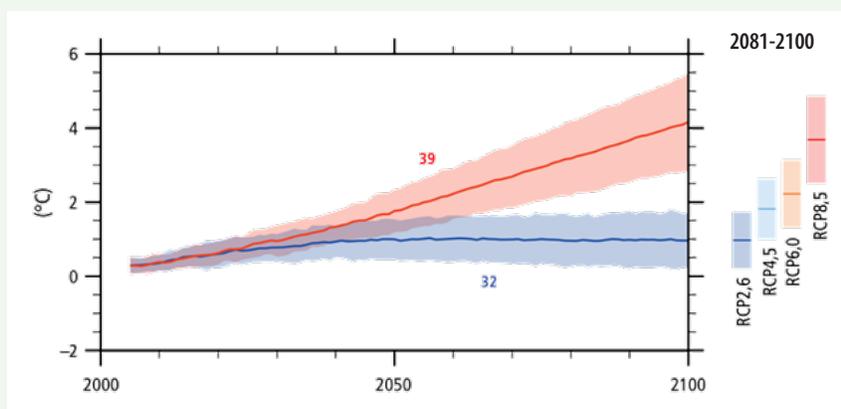
**RCP2.6:** Trayectoria en la que el forzamiento radiativo alcanza el valor máximo a aproximadamente 3 W/m<sup>2</sup> antes de 2100 y posteriormente disminuye.

**RCP4.5 y RCP6.0:** Dos trayectorias de estabilización intermedias en las cuales el forzamiento radiativo se estabiliza a aproximadamente 4,5 W/m<sup>2</sup> y 6 W/m<sup>2</sup> después de 2100.

**RCP8.5:** Trayectoria alta para la cual el forzamiento radiativo alcanza valores superiores a 8,5 W/m<sup>2</sup> en 2100 y sigue aumentando durante un lapso de tiempo.

Por lo general, estas RCP tienen asociados incrementos probables en la temperatura media global. Por ejemplo, en el caso de la RCP4.5, probablemente se encuentra asociada con un incremento en la temperatura media global de entre 1 °C y 2,5 °C en comparación con la era preindustrial, mientras que la RCP8.5 probablemente esté asociada con un incremento en la temperatura media global mayor a 2,5 °C sobre la era preindustrial, como se ilustra en la siguiente figura.

**Figura 1.** Quinto informe de evaluación del IPCC (IPCC, 2014)



A los fines del presente estudio, se han seleccionado las trayectorias RCP4.5 y RCP8.5, que luego han sido contrastadas con el escenario de línea de base para estimar el impacto del cambio climático en las variables analizadas. Se han seleccionado los RCP4.5 y RCP8.5 porque corresponden a un escenario de cambio climático intermedio y extremo, respectivamente.

El conjunto de simulaciones de modelos regionales más importante para la zona del planeta estudiada es el aportado por el CORDEX. La siguiente tabla sintetiza los modelos de CORDEX utilizados. Allí se muestra la institución encargada de realizar la simulación, el modelo climático global (GCM) utilizado como condición de contorno para el modelo regional, el modelo regional (RCM) y la versión y la ejecución utilizadas.

Concretamente, en el estudio se han empleado las simulaciones disponibles para la región 1 de este experimento ("Suramérica"). A estos datos se ha accedido a través del Servicio de Cambio Climático de Copernicus.

Los resultados de precipitación y temperatura para el clima futuro han sido obtenidos de las proyecciones climáticas de EURO-CORDEX. Los resultados de CORDEX se enmarcan en la línea del *Quinto informe de evaluación (AR5) del IPCC*.

Los modelos regionales de CORDEX cubren la superficie de Sudamérica con una resolución espacial de 0,44°. En el presente proyecto se han utilizado las variables temperatura y precipitación diaria de 9 modelos regionales de CORDEX para los escenarios RCP4.5 y RCP8.5.

**Tabla 1. Escenarios simulados**

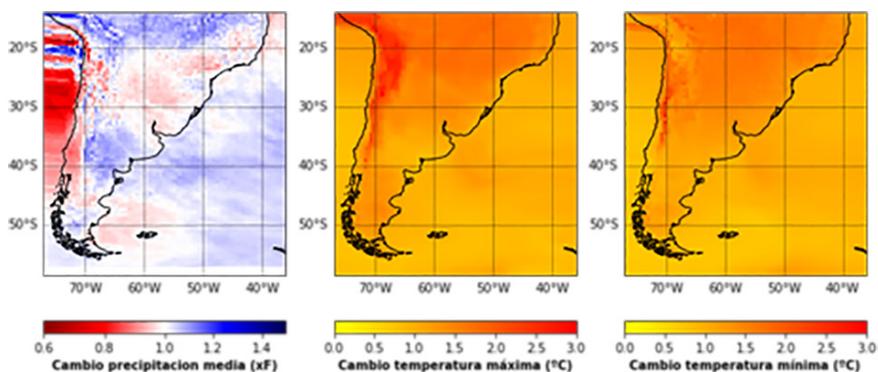
Etiqueta	Modelo	Escenario
Base	--- no corresponde---	Base
m1e45	NOAA-GFDL-GFDL-ESM2M	RCP 4.5
m2e45	NCC-NorESM1-M	RCP 4.5
m3e45	MPI-M-MPI-ESM-LR	RCP 4.5
m4e45	MIROC-MIROC5	RCP 4.5
m5e45	IPSL-IPSL-CM5A-MR	RCP 4.5
m6e45	ICHEC-EC-EARTH	RCP 4.5
m7e45	CSIRO-QCCCE-CSIRO-Mk3-6-0	RCP 4.5
m8e45	CNRM-CERFACS-CNRM-CM5	RCP 4.5
m9e45	CCCma-CanESM2	RCP 4.5
m1e85	NOAA-GFDL-GFDL-ESM2M	RCP 8.5
m2e85	NCC-NorESM1-M	RCP 8.5
m3e85	MPI-M-MPI-ESM-LR	RCP 8.5
m4e85	MIROC-MIROC5	RCP 8.5
m5e85	IPSL-IPSL-CM5A-MR	RCP 8.5
m6e85	ICHEC-EC-EARTH	RCP 8.5
m7e85	CSIRO-QCCCE-CSIRO-Mk3-6-0	RCP 8.5
m8e85	CNRM-CERFACS-CNRM-CM5	RCP 8.5
m9e85	CCCma-CanESM2	RCP 8.5

Adaptado del glosario de IPCC en *Cambio Climático 2014: Mitigación del cambio climático. Contribución del Grupo de Trabajo III al Quinto informe de evaluación del IPCC* (IPCC, 2014) y elaboración propia.

Entre los principales resultados a los que se arribó en el análisis de las variables climáticas mediante la utilización de los diferentes modelos de la base CORDEX aplicados a dos RCP de GEI en la atmósfera (RCP4.5 y RCP8.5), se desprende que las temperaturas máximas y mínimas de la región experimentarían incrementos en el período de análisis, según los cambios hacia 2050 para toda la región (cambios positivos sobre la línea de base), mientras que los cambios en las precipitaciones presentarían comportamientos heterogéneos.

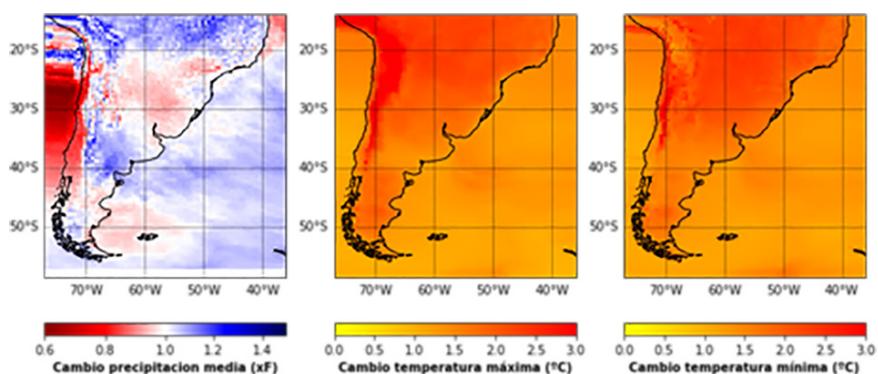
Las figuras a continuación sintetizan estos fenómenos, según los cambios hacia 2050.

**Figura 4.** Cambios producidos en las variables climáticas para el RCP4.5



Fuente: Elaboración propia.

**Figura 5.** Cambios producidos en las variables climáticas para el RCP8.5

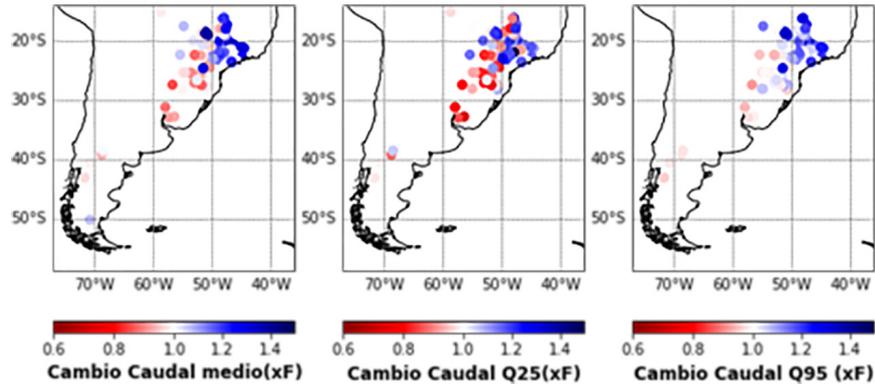


Fuente: Elaboración propia.

En función principalmente de las variaciones en las precipitaciones, se proyectan cambios en los caudales medios de los ríos de las cuencas objeto del presente estudio, con impactos heterogéneos que afectarían también su variabilidad.

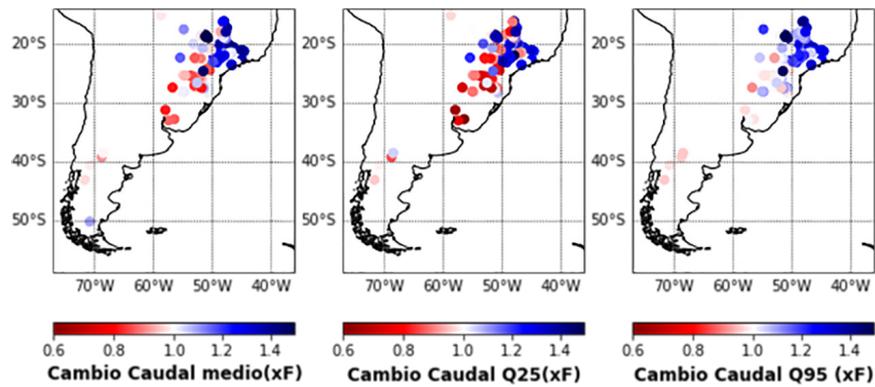
Las siguientes figuras sintetizan el comportamiento de los caudales en los diferentes escenarios analizados para ambas RCP seleccionadas, con probabilidad de ocurrencia media y para los cuantiles 25 % y 95 %.

Figura 6. Cambios producidos en el caudal para el RCP4.5



Fuente: Tecnalía/IHC.

Figura 7. Cambios producidos en el caudal para el RCP8.5



Fuente: Tecnalía/IHC.

A continuación, se presenta una síntesis de la información que advierte sobre la incertidumbre existente respecto del posible devenir futuro de las variables analizadas, lo que representa el promedio del cambio de diferentes variables en los 21 puntos para los que se han generado proyecciones climáticas corregidas.

La variabilidad climática de la zona y la calidad de las fuentes de los datos climáticos condiciona el análisis del cambio climático y la incertidumbre existente, y para reducir dicha incertidumbre se debería contar con la mayor cantidad de datos meteorológicos instrumentales posible. Asimismo, como en este estudio se han utilizado fuentes de reanálisis, se incrementa la incertidumbre en el análisis.

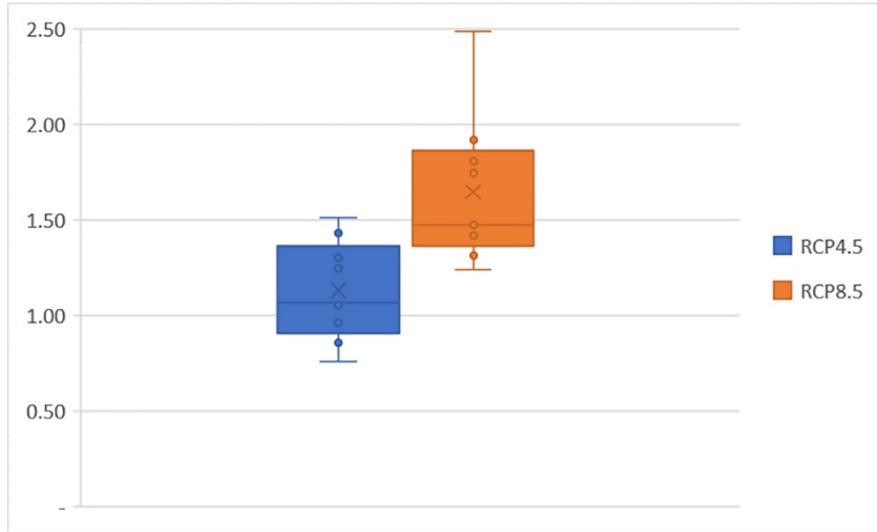
En todos los casos, "X" denota el cambio promedio. Las cajas representan los valores del percentil 25 (borde superior), 50 (mediana) y 75 (borde inferior). Además, estas pueden tener líneas que se extienden verticalmente, llamadas "bigotes", que indican los valores máximos y mínimos.

Los gráficos muestran estrictamente la distribución de los resultados obtenidos para los modelos aplicados, sin atribuirles una mayor o menor probabilidad de ocurrencia.

**Cambios en la temperatura máxima diaria.** Como puede observarse en la siguiente figura, las diferencias entre los escenarios modelados para ambas RCP serían sustantivas, tanto en términos de medias como de

medianas y del resto de los cuantiles. La mediana del RCP8.5 se ubica aproximadamente 0,4 °C por encima del promedio de los resultados del RCP4.5 y casi medio grado por encima del promedio, arrojando en todos los casos incrementos de entre 0,7 °C y 2,5 °C en las temperaturas máximas diarias en relación con la línea de base.

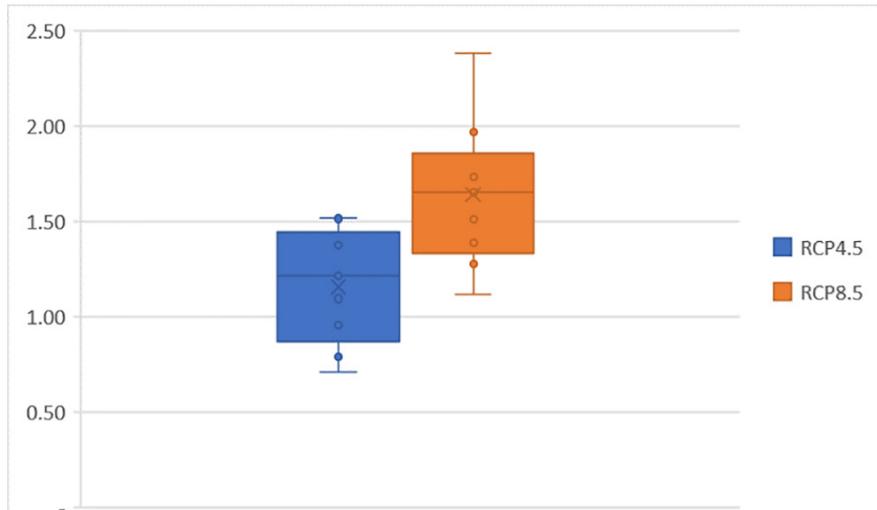
**Figura 8.** Cambios promedio de la temperatura máxima diaria (°C) para los 21 puntos representativos del sistema energético del Cono Sur arrojados por los modelos RCM de CORDEX



Fuente: Elaboración propia.

**Cambios en la temperatura mínima diaria.** Se observan similares comportamientos en las diferencias entre los escenarios modelados para ambas RCP. Al igual que en el caso de las temperaturas máximas, la mediana del RCP8.5 se ubica aproximadamente 0,4 °C por encima del promedio de los resultados del RCP4.5 y casi medio grado por encima del promedio, arrojando en todos los casos incrementos de entre 0,65 °C y 2,4 °C en las temperaturas mínimas diarias en relación con la línea de base.

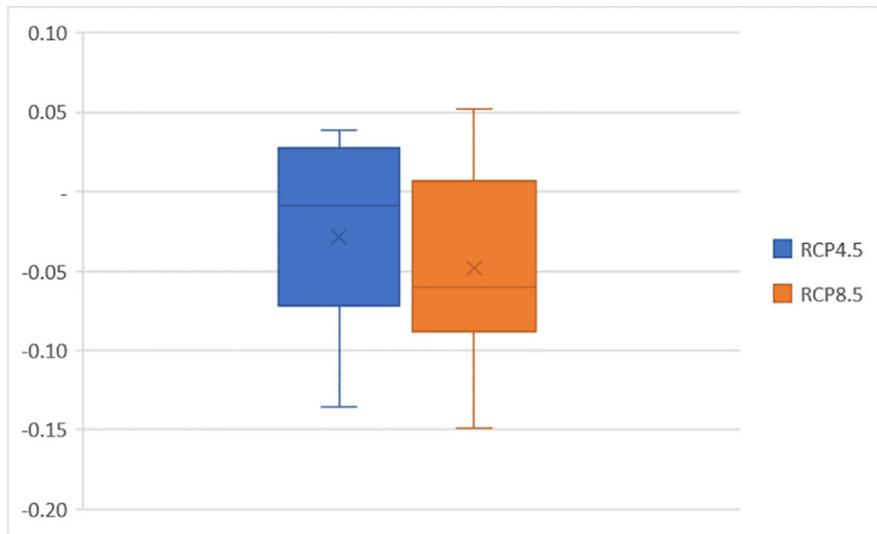
**Figura 9.** Cambios promedio de la temperatura mínima diaria (°C) para los 21 puntos representativos del sistema energético del Cono Sur arrojados por los modelos RCM de CORDEX



Fuente: Elaboración propia.

**Cambios promedio de las precipitaciones diarias** para los puntos representativos del sistema: Se observan menores diferencias que en las temperaturas entre ambas RCP. No obstante, se destaca el cambio de signo observable en las distribuciones de ambas RCP, que implica que, mientras que la aplicación de algunos modelos sobre dichas concentraciones arrojaría reducciones promedio de las precipitaciones para los puntos analizados de hasta 0,15 mm/día, algunos modelos RCM de CORDEX arrojarían incrementos de hasta 0,5 mm/día.

**Figura 10.** Cambios promedio de las precipitaciones diarias (mm/día) para los 21 puntos representativos del sistema energético del Cono Sur arrojados por los modelos RCM de CORDEX

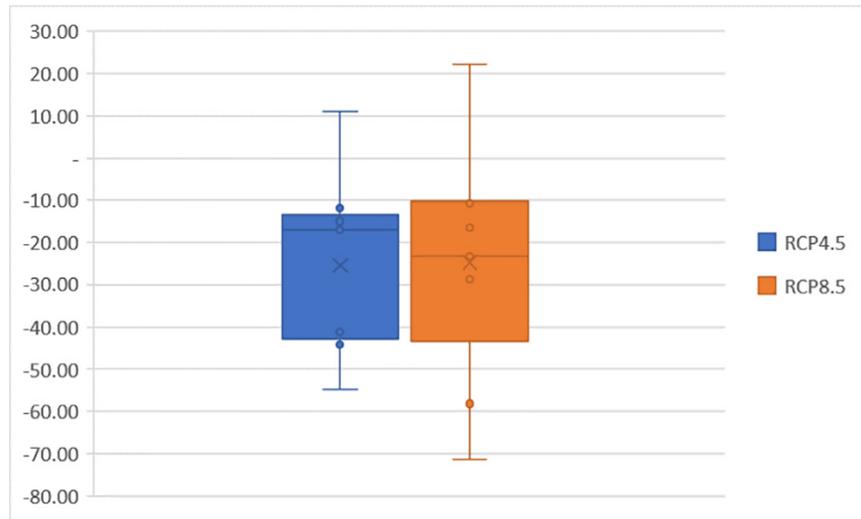


Fuente: Elaboración propia.

**Cambios promedio en la radiación solar** para los puntos analizados: Se observan pocas diferencias a nivel agregado entre las trayectorias RCP4.5 y RCP8.5. A su vez, los modelos sobre RCP4.5 presentan una menor variabilidad que aquellos vinculados con los escenarios de mayor concentración de GEI en la atmósfera.

En la mayoría de los casos se observaría un cambio negativo en la radiación solar en promedio para los puntos analizados, con un comportamiento heterogéneo entre dichos puntos en función de su ubicación geográfica (no observable en la figura). Se expresa como la acumulación de la radiación solar recibida en cada instante por unidad de superficie en la parte externa de la atmósfera terrestre en un plano perpendicular a los rayos solares durante un día (24 horas) por unidad de superficie (metro cuadrado). Los promedios se encontrarían en niveles de disminución similares, del orden de los 25 Wh/m<sup>2</sup>día. En este sentido, la alta dispersión de los resultados denota una gran incertidumbre, dado que, mientras que algunos modelos arrojan valores de cambio positivos de más de 20 Wh/m<sup>2</sup>día, otros mostrarían una reducción de hasta 70 Wh/m<sup>2</sup>día en promedio para los puntos analizados.

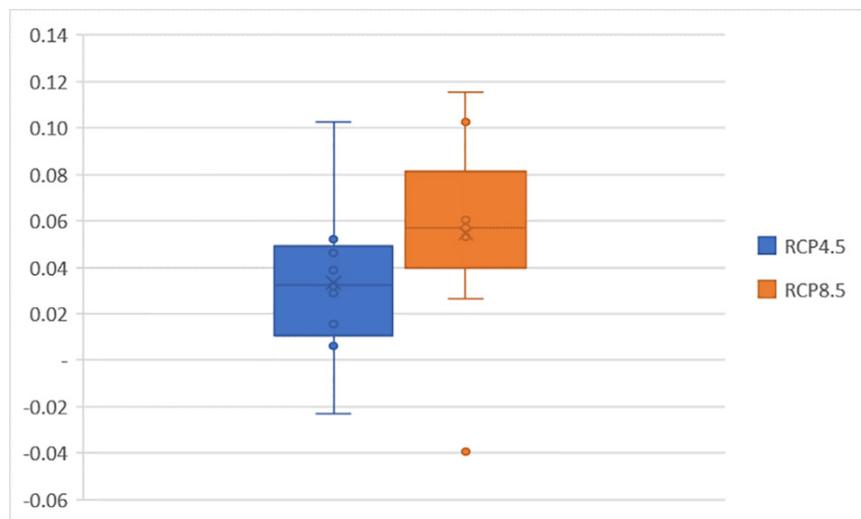
**Figura 11.** Cambios promedio de la radiación solar ( $Wh/m^2/día$ ) para los 21 puntos representativos del sistema energético del Cono Sur arrojados por los modelos RCM de CORDEX



Fuente: Elaboración propia.

**Cambios del viento:** Para los puntos analizados se observan incrementos en las velocidades del viento de hasta 0,11 m/s para ambas RCP, con medianas que dan cuenta de incrementos de entre 0,26 m/s y 0,65 m/s.

**Figura 12.** Cambios promedio de la velocidad del viento (m/s) para los 21 puntos representativos del sistema energético del Cono Sur arrojados por los modelos RCM de CORDEX



Fuente: Elaboración propia.

Para obtener más información sobre el análisis climático, diríjase al enlace respectivo en el anexo 3.

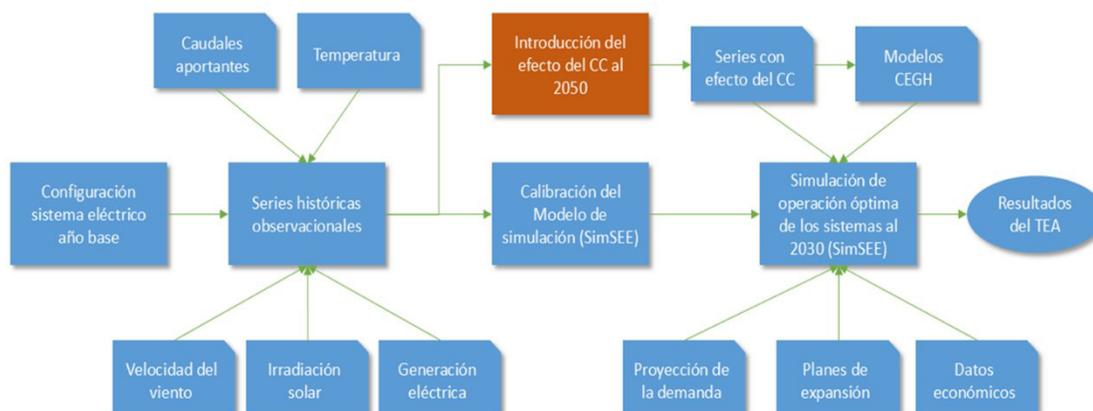
## 4.2. Análisis técnico-económico (TEA)

### 4.2.1. Objetivo del análisis técnico-económico

El objetivo de esta fase del estudio es evaluar el impacto que tendría el cambio climático esperado para 2050, según los escenarios o “rutas representativas de concentración” RCP4.5 y RCP8.5, sobre los sistemas eléctricos de Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay que se proyectan hacia 2030. Tal como se indicó previamente, se optó por usar la infraestructura a 2030 por ser la fecha más tardía para la que es posible reconstruir los planes de inversión en generación a partir de la información disponible para los diferentes países.

A tal efecto, en la plataforma de Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica (SimSEE) (véase el recuadro 4) se creó el modelo de operación de los sistemas eléctricos de Uruguay, Argentina, Paraguay y Brasil, para poder así simular la operación de los sistemas en el caso base con el clima de hoy y con el clima esperable para los escenarios RCP4.5 y RCP8.5. En estas simulaciones se utilizaron series de caudales de aportes a las centrales hidroeléctricas y series de velocidad de viento, radiación y temperatura. Se dispone de un conjunto de series para el caso base (aquel en el que no se incorporan los potenciales efectos del cambio climático que podría producirse en el futuro) y de 9 conjuntos (salidas de 9 modelos diferentes de simulación del cambio climático) transformados para los escenarios RCP4.5 y RCP8.5 en 2050. En la figura 13 se puede observar de manera resumida el procedimiento de la fase TEA del estudio.

**Figura 13.** Esquema del procedimiento del análisis técnico-económico



Nota: CC = cambio climático; CEGH = Correlaciones en Espacio Gaussiano con Histograma.

Fuente: Elaboración propia.

### Recuadro 3. Plataforma de Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica

La **plataforma SimSEE** permite crear simuladores a medida de un sistema de generación para su aplicación tanto a largo plazo (planificación de inversiones) como a corto plazo (operación del sistema y simulación del mercado)

Además, **SimSEE** permite simular la operación futura del sistema incorporando distintos tipos de pronósticos, como la generación de energías renovables, la demanda eléctrica, los precios futuros de tecnologías y combustibles, los intercambios internacionales, etc.

Los distintos usuarios pueden así analizar la evolución de las variables de interés, entre ellas los volúmenes de energía y dinero intercambiados por cada participante con el mercado, la rentabilidad de proyectos específicos y cálculos de precios y riesgos para el diseño de contratos.

En los recuadros 4a y 4b, se describen conceptualmente algunas de las variables y de los indicadores considerados en el análisis técnico-económico del impacto del cambio climático esperado para 2050 sobre la operación del sistema eléctrico que se proyecta para 2030 en los países involucrados en el estudio.

#### Recuadro 4a. Conceptos clave utilizados en el análisis técnico-económico

Como principales indicadores del impacto del cambio climático sobre el sector de generación de energía eléctrica, en este documento se utilizan los siguientes:

**Variación de la demanda:** La demanda de energía eléctrica de cada región presenta una dependencia de la temperatura particular, y es de esperar entonces un comportamiento no uniforme de las regiones respecto del incremento de la temperatura producto del cambio climático.

**Variación de la generación hidroeléctrica:** Los cuatro países analizados tienen un componente de generación hidroeléctrica importante, por lo que el impacto sobre este recurso seguramente sea de los más relevantes para el sector eléctrico.

**Variación de la generación eólica:** Los países están incorporando este recurso en forma masiva, por lo cual se considera relevante conocer el impacto sobre él.

**Variación de la generación solar:** La generación solar se presenta como la alternativa de expansión más conveniente en varias de las regiones, por lo que los posibles impactos sobre el recurso solar son de relevancia para la planificación de los sistemas.

**Variación de la generación térmica autodespachada (inflexibles):** Los sistemas cuentan con procesos de cogeneración o generación distribuida sobre la base de biomasa o biogás o, en algunas situaciones, centrales de carbón o nucleares cuyo despacho se considera forzado en la base. Por su condición de despacho forzado, estas centrales se consideran a los efectos de la modelación con costo variable nulo.

**Variación de las centrales térmicas de base (ciclos combinados):** Por "central de base" se entiende aquellas centrales de bajo costo variable de generación (menor que USD 60/MWh). Estas centrales son generalmente ciclos combinados que se alimentan por gas natural.

**Variación de la generación de centrales térmicas de punta (flexibles):** Por "central de punta" se entiende aquellas centrales de bajo costo de inversión, pero alto costo variable, que se justifican para completar el despacho en horas de alto requerimiento de potencia. A diferencia de las centrales de base, las centrales de punta están diseñadas para ser encendidas y apagadas con frecuencia y para poder hacer el seguimiento de las variaciones del requerimiento de potencia del sistema con facilidad, por lo que se consideran flexibles. Generalmente este grupo de centrales está formado por los motogeneradores y las turbinas aeroderivadas. En este grupo se modelaron las centrales térmicas con costo variable mayor a USD 60/MWh. A los efectos del análisis de estos resultados a largo plazo, pueden considerarse tecnologías alternativas flexibles que puedan sustituirlas de manera económicamente eficiente, como el almacenamiento.

#### Recuadro 4b. Conceptos clave utilizados en el análisis técnico-económico (cont.)

**Excedentes turbinables:** Con este término se entiende la energía que es vertida en las centrales hidroeléctricas o que no es generada, a pesar de disponer del recurso para hacerlo en las centrales eólicas y solares, por falta de demanda en el sistema. De haber capacidad de interconexión, estos excedentes podrían ser exportados.

**Variación del costo operativo de abastecimiento de la demanda (CADO):** Corresponde a la variación de los costos variables de producción. Para el conjunto de los países, el CADO está dado por la suma de los costos de combustibles y, en caso de existir racionamientos, estos se valorizaron a USD 200/MWh. Para cada país, el CADO es la suma de sus costos térmicos, más los racionamientos a USD 200/MWh, más los pagos por importación de energía, menos los ingresos por exportación de energía. Para valorizar las exportaciones e importaciones se supuso un precio de intercambio igual al marginal del exportador más USD 30/MWh. El valor de USD 30/MWh se seleccionó como la valorización; no intenta representar una división particular de los beneficios.

**Costo marginal de operación (CMO):** El costo de dar el último MW de demanda en cada hora es un indicador importante en todos los sistemas y suele ser la base para la fijación del precio del mercado de liquidación de diferencias (Brasil) o Spot (Uruguay y Argentina). Las variaciones del costo marginal se presentan respecto del caso base, en valor esperado y por banda horaria, en cuatro tramos horarios definidos: de 00:00 a 06:00, de 06:00 a 12:00, de 12:00 a 18:00 y de 18:00 a 24:00. También se presenta la valorización de la demanda al costo marginal, calculada como el costo de adquirir toda la energía de la demanda al costo marginal sumando los valores de todas las horas del año dividido por la demanda del año.

**Beneficio marginal de sustitución (BMS):** El BMS se calcula como el ingreso que tendría 1 MW instalado si vendiera su energía (la que resulte despachada) al costo marginal del sistema menos el costo variable de producir dicha energía. En pocas palabras, el BMS es el beneficio creado para el universo por instalar el MW de la tecnología.

**Valor en riesgo condicional (CVaR, por sus siglas en inglés):** Es un concepto ampliamente utilizado en el sector financiero para cuantificar las incertidumbres de portfolios y ha sido aplicado numerosas veces en el planeamiento de sistemas eléctricos, para sistemas de almacenamiento y para operación y despacho. En particular, es también aplicado en el sistema SimSEE, utilizado para la realización de este estudio, y da cuenta del valor condicionado de riesgo de las variables analizadas a la salida del modelo.

#### 4.2.2. Línea de base. La demanda y la generación eléctrica de los países objeto del estudio

La demanda hacia 2030 para el escenario de línea de base (sin efectos del cambio climático futuro) se modeló en SimSEE teniendo en cuenta las estructuras de demanda y la infraestructura para abastecerla según los planes de expansión de los países. La siguiente tabla sintetiza el total modelado, expresado en teravatios-hora (TWh) y en gigavatios (GW) medios.

Tabla 2. Demanda de energía eléctrica modelada a 2030, caso base

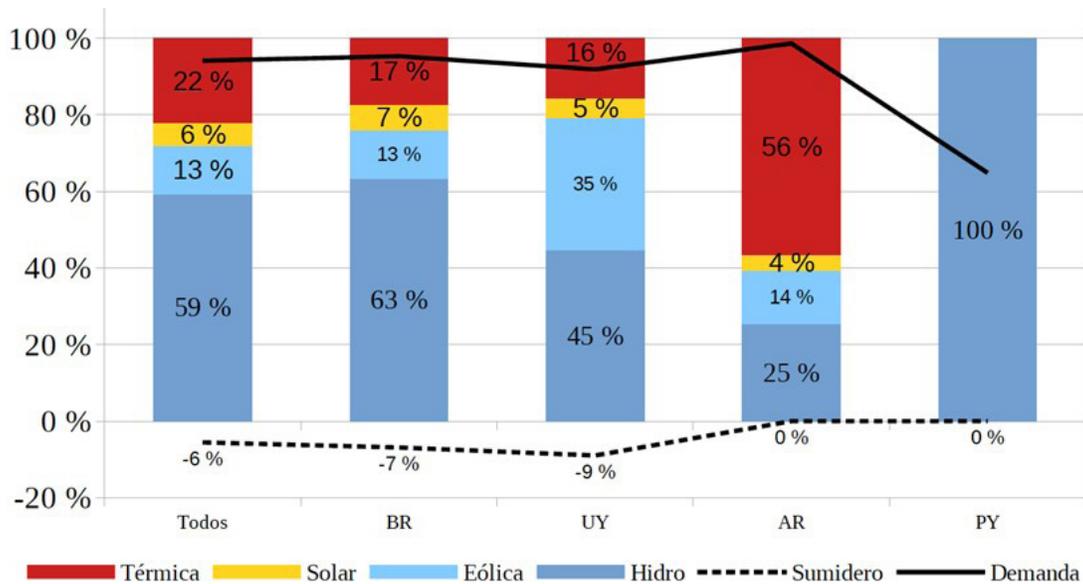
	Total modelado [TWh]	Total modelado [GW medios]
<b>Argentina</b>	157,6	18,0
<b>Brasil</b>	818,1	93,4
<b>Uruguay</b>	13,5	1,5
<b>Paraguay</b>	37,0	4,2
<b>Total</b>	<b>1026,1</b>	<b>117,1</b>

Fuente: Análisis técnico-económico.

La demanda de cada uno de los países, simulada hacia 2030 para la línea de base, fue abastecida según el despacho modelado en SimSEE a partir de la infraestructura proyectada por los países, la demanda del escenario de línea de base y los recursos disponibles (hidraulicidad, viento, insolación).

La siguiente figura muestra, para cada país, el detalle de la matriz de generación por fuente de energía y los excedentes vertidos para 2030 en el escenario de línea de base<sup>2</sup>.

Figura 14. Matriz de generación eléctrica a 2030 por fuente y por país, caso base



Fuente: Análisis técnico-económico.

Nota: dentro de térmica se incluye centrales nucleares biomasa y/o biogás y a carbón.

<sup>2</sup>El detalle de la capacidad instalada y la generación de electricidad de los países analizados para 2022 se detalla en la tabla del anexo 2.

### 4.2.3. Modelos y escenarios de cambio climático considerados en el análisis técnico-económico

Para la simulación de la operación de los sistemas eléctricos involucrados en el estudio, se consideraron 19 casos o escenarios diferentes de comportamiento de las variables climáticas: 1 caso base sin efecto del cambio climático futuro y 18 casos con efecto del cambio climático. Estos últimos se generaron a partir de las combinaciones de los dos escenarios de cambio climático (RCP4.5 y RCP8.5) y de los 9 modelos climáticos utilizados en la etapa de análisis climático presentados en el recuadro 3.

Debido a la variedad de escenarios simulados, los resultados obtenidos del efecto del cambio climático sobre las diferentes variables e indicadores de los sistemas eléctricos analizados, en términos de variación respecto del escenario base (sin efecto del cambio climático), constituyen rangos que se representan mediante sus valores mínimos, valores de la mediana y valores máximos por cada ruta representativa de concentración RCP considerada en el estudio. Sin embargo, para identificar el efecto del cambio climático en cada caso, en adelante se hace referencia a los valores de las medianas (probabilidad de ocurrencia del 50 %).

### 4.2.4. Efecto del cambio climático en la demanda de electricidad

El aumento de temperatura asociado a los escenarios de cambio climático produce, en general, un aumento de la demanda media anual de energía debido principalmente al mayor gasto de los artefactos de aire acondicionado en las estaciones cálidas<sup>3</sup>.

Como se observa en la tabla 3, el valor de la mediana de la demanda de electricidad para 2030 debido al cambio climático y con respecto al caso base (sin efecto del cambio climático futuro) varía en las diferentes subregiones analizadas: para el escenario RCP4.5, entre el 0 % y el 3 %, y en el escenario RCP8.5, entre el 0 % y el 4,5 %. En ambos casos, el país más afectado es Paraguay.

**Tabla 3. Porcentajes de variación de la demanda de electricidad para 2030 respecto del caso base**

	AR_ComPat	AR_Mer	PY	UY	BR_S	BR_SE	Conjunto
RCP45_mín	0.1%	1.1%	2.0%	-0.1%	0.1%	0.0%	0%
<b>RCP45_P50</b>	<b>0.1%</b>	<b>1.4%</b>	<b>3.0%</b>	<b>0.0%</b>	<b>0.3%</b>	<b>0.6%</b>	<b>1%</b>
RCP45_máx	0.2%	2.4%	4.7%	0.1%	0.3%	0.6%	1%
RCP85_mín	0.1%	1.7%	3.5%	-0.1%	0.2%	0.2%	1%
<b>RCP85_P50</b>	<b>0.2%</b>	<b>2.3%</b>	<b>4.5%</b>	<b>-0.1%</b>	<b>0.3%</b>	<b>0.7%</b>	<b>1%</b>
RCP85_máx	0.5%	4.3%	7.1%	0.4%	0.6%	0.9%	1%
<b>Base [GW medios]</b>	<b>1.1</b>	<b>16.9</b>	<b>4.2</b>	<b>1.5</b>	<b>16.5</b>	<b>53.6</b>	<b>117.1</b>

Fuente: Análisis técnico-económico.

### 4.2.5. Efecto del cambio climático en la generación de electricidad

Es evidente que las condiciones climáticas influyen en la producción de las tecnologías de generación eléctrica que utilizan fuentes de energía directa, como el agua, el sol y el viento. Así, una variación en los patrones de

<sup>3</sup>A partir de las series históricas de la demanda, la temperatura media diaria de las principales regiones de cada país y el tipo de día (hábil, semiferiado, feriado), se identificó un modelo con base en redes neuronales que capta las dependencias de la demanda con la hora del año, el tipo de día y la temperatura media.

precipitación y en los regímenes de deshielo por un incremento de la temperatura ambiente se traduce en una variación de los caudales hidrológicos y en variaciones de la velocidad del viento y la densidad del aire. En consecuencia, se alteran la producción de energía eólica y los niveles de radiación solar, que determinan la generación fotovoltaica. Además, los cambios en la temperatura ambiente y en la densidad del aire afectan también la generación de las centrales termoeléctricas.

### Efecto del cambio climático en la generación hidroeléctrica

Respecto a la generación hidroeléctrica, en la región del Comahue y la Patagonia (Argentina) se espera un pequeño incremento, mientras que en el resto del país habría un leve incremento con el escenario RCP8.5 y una leve disminución con el escenario RCP4.5. Uruguay experimenta un decrecimiento en la generación hidroeléctrica en ambos escenarios climáticos respecto del caso base debido a un decremento neto del nivel de precipitaciones anuales en la zona de desembocadura del Río de la Plata. Por su parte, Paraguay muestra incrementos en ambos escenarios. En la región Sur de Brasil, se muestran leves decrementos, mientras que en la región Sureste se muestran incrementos. Para el conjunto de países, la generación hidroeléctrica se incrementa en los dos escenarios climáticos considerados por la influencia de la región Sureste de Brasil (véase la tabla 4).

**Tabla 4. Porcentajes de variación de la generación hidroeléctrica para 2030 respecto del caso base**

	AR_ComPat	AR_Mer	PY	UY	BR_S	BR_SE	Conjunto
RCP45_mín	-0.8%	-2.8%	-0.6%	-7.0%	-2.9%	1.9%	0.5%
<b>RCP45_P50</b>	<b>0.2%</b>	<b>-0.2%</b>	<b>2.9%</b>	<b>-4.0%</b>	<b>-1.0%</b>	<b>3.9%</b>	<b>2.7%</b>
RCP45_máx	2.0%	2.0%	4.4%	0.5%	3.2%	5.5%	3.8%
RCP85_mín	-0.6%	-1.0%	2.9%	-10.6%	-2.7%	4.6%	2.9%
<b>RCP85_P50</b>	<b>0.3%</b>	<b>0.5%</b>	<b>3.9%</b>	<b>-6.4%</b>	<b>-0.3%</b>	<b>5.3%</b>	<b>4.0%</b>
RCP85_máx	2.0%	2.3%	7.2%	-1.8%	2.7%	8.4%	5.5%
<b>Base [GW medios]</b>	<b>2.8</b>	<b>1.8</b>	<b>6.8</b>	<b>0.7</b>	<b>9.9</b>	<b>35.9</b>	<b>57.9</b>

Fuente: Análisis técnico-económico.

### Efecto del cambio climático en la generación eólica

De acuerdo con las variaciones pronosticadas en las variables climáticas, la generación eólica disminuye en las dos regiones de Argentina, se incrementa en Uruguay y disminuye levemente en la región Sur de Brasil con el escenario RCP4.5, mientras que la variación en el RCP8.5 para esta región es nula. En el conjunto de países, la generación eólica muestra un pequeño decrecimiento respecto del escenario base (véase la tabla 5).

**Tabla 5. Porcentajes de variación de la generación eólica para 2030 respecto del caso base**

	AR_ComPat	AR_Mer	UY	BR_S	Conjunto
RCP45_mín	-4.9%	-1.7%	1.3%	-5.9%	-1.5%
<b>RCP45_P50</b>	<b>-1.5%</b>	<b>-0.7%</b>	<b>1.9%</b>	<b>-0.1%</b>	<b>-0.9%</b>
RCP45_máx	0.3%	2.1%	4.3%	4.8%	1.6%
RCP85_mín	-5.3%	-1.3%	2.0%	-7.3%	-2.1%
<b>RCP85_P50</b>	<b>-2.4%</b>	<b>-0.6%</b>	<b>2.9%</b>	<b>0.0%</b>	<b>-0.6%</b>
RCP85_máx	0.1%	3.1%	5.8%	6.3%	2.6%
<b>Base [MW medios]</b>	<b>1,434</b>	<b>1,131</b>	<b>579</b>	<b>610</b>	<b>3,754</b>

Fuente: Análisis técnico-económico.

### Efecto del cambio climático en la generación solar fotovoltaica

La generación solar fotovoltaica experimenta un pequeño incremento en la región AR\_MER de Argentina, mientras que en Uruguay y la región Sureste de Brasil disminuye. Para el conjunto de países, la generación solar disminuye pequeños porcentajes respecto del escenario base en ambos RCP (tabla 6). En las regiones Paraguay, Comahue y Patagonia (Argentina) y Sur de Brasil, no se consideró la existencia de generación solar.

Tabla 6. Porcentajes de variación de la generación solar para 2030 respecto del caso base

	AR_Mer	UY	BR_SE	Conjunto
RCP45_mín	-1.3%	-1.7%	-3.2%	-2.4%
RCP45_P50	0.3%	-0.1%	-1.7%	-0.9%
RCP45_máx	2.4%	0.8%	-0.2%	-0.2%
RCP85_mín	-1.1%	-2.3%	-4.4%	-3.1%
RCP85_P50	0.4%	-0.4%	-2.7%	-1.6%
RCP85_máx	2.8%	1.4%	-0.6%	-0.4%
<b>Base [MW medios]</b>	<b>742</b>	<b>84</b>	<b>2,514</b>	<b>3,340</b>

Fuente: Análisis técnico-económico.

### Efecto del cambio climático en la generación térmica autodespachada

La generación de las centrales térmicas “de costo variable nulo” (autodespachadas) disminuye en todas las regiones analizadas debido a la reducción de la potencia efectiva por efecto del incremento de la temperatura ambiental (véase la tabla 7).

Tabla 7. Porcentajes de variación de la generación de las centrales térmicas autodespachadas (TERCV00) para 2030 respecto del caso base

	AR_ComPat	AR_Mer	UY	BR_S	BR_SE	Conjunto
RCP45_mín	-0.5%	-0.4%	-0.7%	-0.3%	-0.2%	-0.2%
RCP45_P50	-0.3%	-0.3%	-0.5%	-0.3%	-0.2%	-0.2%
RCP45_máx	-0.3%	-0.2%	-0.4%	0.0%	0.0%	0.0%
RCP85_mín	-0.8%	-0.8%	-1.2%	-0.3%	-0.3%	-0.4%
RCP85_P50	-0.5%	-0.4%	-0.7%	-0.2%	-0.2%	-0.3%
RCP85_máx	-0.4%	-0.4%	-0.6%	-0.1%	-0.1%	-0.1%
<b>Base [MW medios]</b>	<b>114</b>	<b>266</b>	<b>299</b>	<b>2,826</b>	<b>7,596</b>	<b>11,100</b>

Fuente: Análisis técnico-económico.

### Efecto del cambio climático en la generación térmica de base

La generación de las centrales térmicas de base (CV <= USD 60/MWh) disminuye en las regiones Sur y Sureste de Brasil, mientras que se incrementa en las dos regiones de Argentina. Para el conjunto de países, existe también un pequeño incremento respecto de lo proyectado para el escenario base (tabla 8).

**Tabla 8. Porcentajes de variación de la generación de las centrales térmicas de base (TERCV60) para 2030 respecto del caso base**

	AR_ComPat	AR_Mer	BR_S	BR_SE	Conjunto
RCP45_mín	1.3%	0.4%	-28.3%	-30.8%	-0.6%
<b>RCP45_P50</b>	<b>5.5%</b>	<b>2.0%</b>	<b>-20.4%</b>	<b>-23.3%</b>	<b>1.5%</b>
RCP45_máx	10.0%	3.2%	3.1%	1.9%	3.2%
RCP85_mín	1.8%	1.0%	-39.5%	-44.1%	-0.3%
<b>RCP85_P50</b>	<b>6.7%</b>	<b>2.0%</b>	<b>-31.5%</b>	<b>-35.6%</b>	<b>1.3%</b>
RCP85_máx	15.5%	5.6%	-20.3%	-23.2%	4.5%
<b>Base [MW medios]</b>	<b>649</b>	<b>8,148</b>	<b>43</b>	<b>294</b>	<b>9,134</b>

Fuente: Análisis técnico-económico.

### Efecto del cambio climático en la generación térmica de punta (flexible)

Por motivos de orden de despacho, la generación de las centrales de punta disminuye en valores relativos al escenario base en Argentina y Uruguay, aunque en valores absolutos es muy marginal. De igual manera, disminuye en las regiones de Brasil y en el conjunto de países.

**Tabla 9. Porcentajes de variación de la generación de las centrales térmicas de punta (TERCV150) para 2030 respecto del caso base**

	AR_ComPat	AR_Mer	UY	BR_S	BR_SE	Conjunto
RCP45_mín	-20.7%	-27.0%	-35.6%	-52.0%	-47.1%	-47.5%
<b>RCP45_P50</b>	<b>-8.9%</b>	<b>-6.6%</b>	<b>-12.3%</b>	<b>-36.0%</b>	<b>-37.7%</b>	<b>-37.5%</b>
RCP45_máx	2.8%	7.7%	6.3%	4.9%	0.0%	0.5%
RCP85_mín	-25.7%	-23.0%	-31.8%	-60.9%	-65.1%	-64.3%
<b>RCP85_P50</b>	<b>-15.1%</b>	<b>-7.6%</b>	<b>-14.2%</b>	<b>-50.7%</b>	<b>-52.1%</b>	<b>-51.9%</b>
RCP85_máx	43.8%	49.9%	9.8%	-36.4%	-38.0%	-37.9%
<b>Base [MW medios]</b>	<b>0.034</b>	<b>0.308</b>	<b>0.19</b>	<b>26</b>	<b>218</b>	<b>245</b>

Fuente: Análisis técnico-económico.

#### 4.2.6. Efecto del cambio climático en los excedentes turbinables

Como se indicó anteriormente, el término “excedentes turbinables” hace referencia a la energía que es vertida en las centrales hidroeléctricas o que no es generada a pesar de disponer del recurso para hacerlo en las centrales eólicas y solares por falta de demanda en el sistema. Estos excedentes podrían ser exportados a otro país si hay capacidad de interconexión.

Gracias al incremento en la disponibilidad del recurso hídrico, los excedentes turbinables en las regiones de Brasil se incrementan, mientras que en Uruguay disminuyen. El conjunto de países sigue el patrón de comportamiento impuesto por Brasil, por lo que los excedentes turbinables se incrementan. No se consideró la existencia de excedentes turbinables en Argentina ni en Paraguay; en el primer caso, debido a las características de las principales centrales (de embalse), y en el segundo, debido a que los valores surgen de su vinculación con los países con los que comparte centrales binacionales (véase la tabla 10).

Tabla 10. Porcentajes de variación de los vertimientos (sumideros) para 2030 respecto del caso base

	UY	BR_N	BR_NE	BR_S	BR_SE	Conjunto
RCP45_mín	-13.4%	5.6%	6.4%	-9.1%	25.1%	5.4%
<b>RCP45_P50</b>	<b>-5.6%</b>	<b>17.5%</b>	<b>23.6%</b>	<b>8.6%</b>	<b>58.7%</b>	<b>19.8%</b>
RCP45_máx	6.5%	22.4%	31.0%	35.9%	81.8%	26.5%
RCP85_mín	-24.7%	19.7%	25.6%	0.9%	74.8%	21.4%
<b>RCP85_P50</b>	<b>-8.0%</b>	<b>26.1%</b>	<b>32.3%</b>	<b>17.8%</b>	<b>93.7%</b>	<b>27.1%</b>
RCP85_máx	3.5%	32.4%	42.6%	41.3%	146.1%	36.1%
<b>Base [MW medios]</b>	<b>138</b>	<b>1,785</b>	<b>955</b>	<b>146</b>	<b>102</b>	<b>3,126</b>

Fuente: Análisis técnico-económico.

#### 4.2.7. Efecto del cambio climático en los costos operativos de abastecimiento de la demanda (CADO)

El efecto del cambio climático fue realizado exclusivamente sobre los CADO variables (sobre todo de los combustibles), dado que, al no considerarse variaciones en los planes de expansión de los países para 2030, se asume que todos los costos fijos, incluidos los costos anualizados de inversión, no sufren variaciones. Cabe recordar que a las centrales de generación a partir de fuentes renovables se les asigna un costo variable igual a cero porque tienen prioridad de despacho.

Como se aprecia en la tabla 11, el CADO por unidad de demanda sufre un incremento en Uruguay, que es significativo en términos relativos pero insignificante en términos absolutos, debido al bajo CADO proyectado para el escenario base. Este indicador se incrementa también en Argentina y disminuye en Paraguay y Brasil, país en el que también es insignificante la variación en términos absolutos por el muy bajo valor proyectado para el escenario base (USD 0,4/MWh). Para el conjunto de los países analizados, se observa que los valores de CADO disminuyen respecto del escenario base, a pesar del crecimiento de la demanda de electricidad. Esto se explica por la complementariedad existente entre los sistemas de la región analizada, ya que, mientras que en algunos países la disponibilidad de generación renovable disminuye, en otros se incrementa. De esta manera, el efecto sobre el CADO producto del aumento de la generación hidroeléctrica en Brasil es el que tiene mayor peso sobre el conjunto de países.

Tabla 11. Porcentaje de variación en el costo operativo de abastecimiento (CADO) por unidad de demanda para 2030 respecto del caso base

	Argentina	Paraguay	Uruguay	Brasil	Conjunto
RCP45_mín	3.6%	-24.9%	-17.4%	-67.5%	-7.0%
<b>RCP45_P50</b>	<b>4.5%</b>	<b>-18.3%</b>	<b>3.8%</b>	<b>-53.9%</b>	<b>-3.2%</b>
RCP45_máx	8.2%	6.0%	23.7%	-6.3%	3.6%
RCP85_mín	5.1%	-31.7%	-8.1%	-99.5%	-8.5%
<b>RCP85_P50</b>	<b>6.3%</b>	<b>-28.9%</b>	<b>14.4%</b>	<b>-72.2%</b>	<b>-5.1%</b>
RCP85_máx	14.4%	-17.7%	50.7%	-55.0%	-1.8%
<b>Base US\$/MWh</b>	<b>14.3</b>	<b>11.8</b>	<b>1.2</b>	<b>0.4</b>	<b>2.9</b>

Fuente: Análisis técnico-económico.

#### 4.2.8. Efecto del cambio climático en los costos marginales de operación (CMO)

En la tabla 12 se puede observar que en Argentina los CMO crecen para los dos escenarios climáticos considerados, mientras que en Uruguay crecen con el RCP4.5 y decrecen con el RCP8.5. En cuanto a Brasil, disminuyen.

El efecto del cambio climático en los CMO es coherente con el comportamiento de la generación renovable y térmica de punta en todos los países. Esto se debe a que la mayor disponibilidad de generación renovable en los países permite desplazar generación de punta más costosa y viceversa, es decir, una disminución en la generación renovable debe ser suplida por una mayor cantidad de energía despachada de las centrales térmicas de punta o por el costo de desabastecimiento, lo que empuja los valores de CMO al alza.

Tabla 12. Porcentaje de variación en el costo marginal de operación (CMO) para 2030 respecto del caso base

	Argentina	Uruguay	Brasil
RCP45_mín	0.4%	-6.7%	-32.8%
RCP45_P50	1.7%	1.1%	-25.5%
RCP45_máx	3.4%	6.0%	-22.7%
RCP85_mín	0.6%	-4.9%	0.4%
RCP85_P50	2.2%	-1.4%	-44.9%
RCP85_máx	6.3%	10.8%	-37.9%
<b>Base US\$/MWh</b>	<b>39.6</b>	<b>47.6</b>	<b>15.7</b>

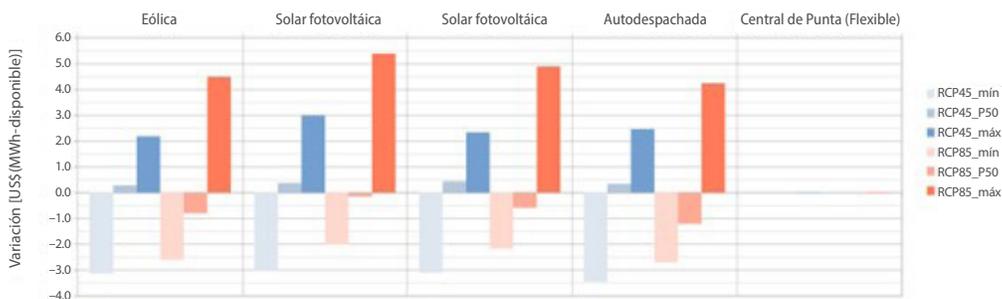
Fuente: Análisis técnico-económico.

#### 4.2.9. Efecto del cambio climático en el beneficio marginal de sustitución de cada tecnología de generación eléctrica

El beneficio marginal de sustitución (BMS) se calcula como el ingreso que tendría un MW instalado de una tecnología de generación si vendiera su energía (la que resulte despachada) al costo marginal del sistema menos el costo variable de producir dicha energía. En otras palabras, el BMS es el beneficio creado para el universo por instalar el MW de la tecnología.

Como se puede apreciar en la figura 15, para las tecnologías de costo variable nulo en Uruguay, los modelos no presentan una indicación clara del impacto del cambio climático, ya que el BMS puede variar entre USD -3/MWh y USD 5/MWh. Estas variaciones son importantes cuando se comparan con los costos de inversión y, seguramente dependiendo de cómo evolucione el cambio climático, implicarán adaptar los planes de inversión atrasando o adelantando la instalación de energía eólica y solar. Se observa además que, respecto de las centrales térmicas, por su bajo factor de utilización en Uruguay, no se verifican variaciones significativas en el BMS.

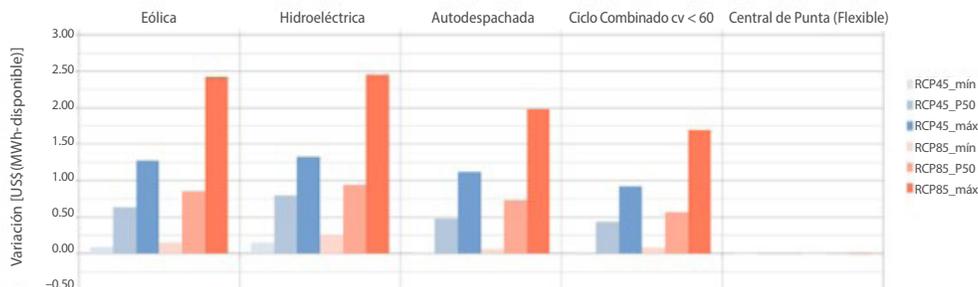
**Figura 15.** Variación del BMS por tecnología de generación para Uruguay respecto del caso base



Fuente: Análisis técnico-económico.

La figura 16 muestra el BMS por tecnología en la región sur de Argentina. Como puede apreciarse, las medianas de los modelos reflejan incrementos de entre USD 0,5/MWh y USD 0,75/MWh para las tecnologías de costo variable nulo y de aproximadamente USD 0,5/MWh para las centrales térmicas de base. Para las centrales térmicas de punta no se producen cambios significativos en el BMS por efectos del cambio climático.

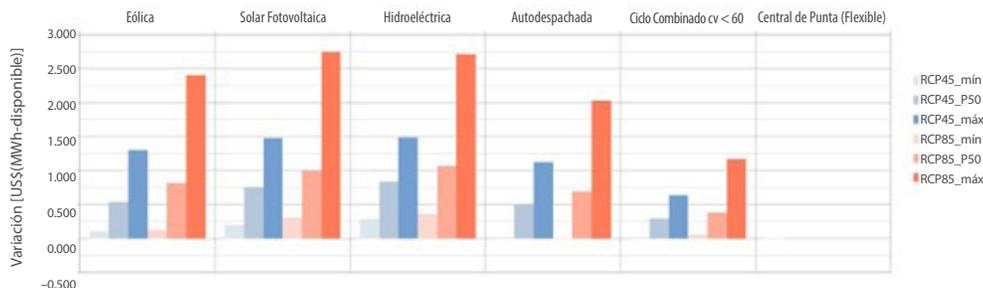
**Figura 16.** Variación del BMS por tecnología de generación para la región AR\_ComPat de Argentina respecto del caso base



Fuente: Análisis técnico-económico.

La figura 17 muestra el BMS para la región del resto de Argentina, que presenta un comportamiento similar al de la región sur, es decir, la región Comahue y Patagonia (AR\_ComPat). Aquí se incorpora la variación de la energía solar fotovoltaica.

**Figura 17.** Variación del BMS por tecnología de generación para la región AR\_MER de Argentina respecto del caso base

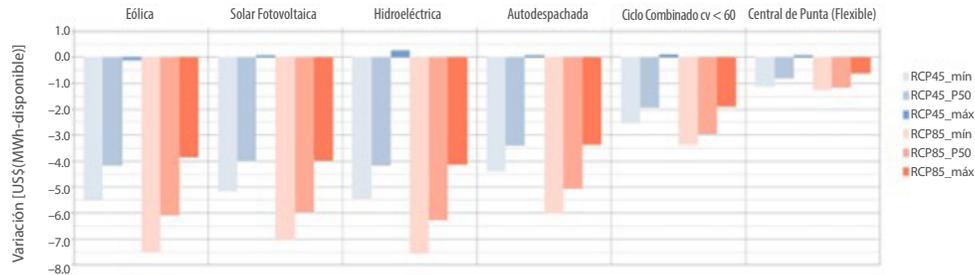


Fuente: Análisis técnico-económico.

En cuanto a Paraguay, el BMS queda determinado por la correlación entre el costo marginal de generación y la disponibilidad de los recursos base de cada tecnología. Dada la incertidumbre sobre cómo considerar el costo marginal de generación y dado que a 2030 no se prevé la incorporación de energía eólica o solar ni de centrales térmicas, no es posible el cálculo de las variaciones del BMS.

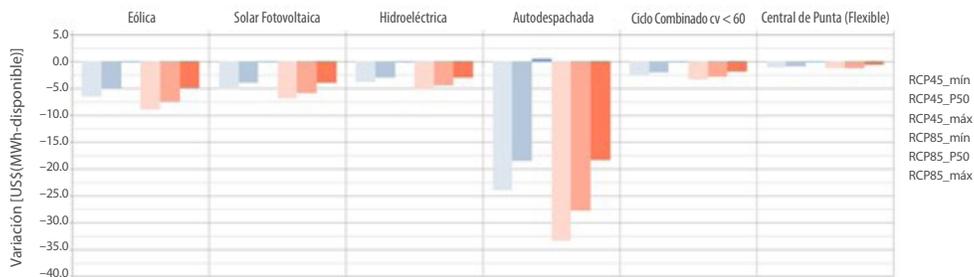
Para el caso de Brasil, las figuras 18 y 19 muestran reducciones en el BMS según las medianas de los modelos en ambos escenarios, lo que es coherente con una mayor disponibilidad del recurso hidroeléctrico.

**Figura 18.** Variación del BMS por tecnología de generación para la región Sur de Brasil respecto del caso base



Fuente: Análisis técnico-económico.

**Figura 19.** Variación del BMS por tecnología de generación para la región Sureste de Brasil respecto del caso base



Fuente: Análisis técnico-económico.

### Recuadro 5. Flexibilidad e integración energética

La flexibilidad de un sistema eléctrico puede definirse como su capacidad para adaptarse a condiciones de variabilidad y de incertidumbre, tanto del lado de la oferta como de la demanda, de una manera confiable y eficiente en función de los costos en términos de su variabilidad intradiaria, estacional y plurianual.

En los sistemas eléctricos convencionales, la principal fuente de flexibilidad ha sido provista por activos del parque de generación, lo que incluye generadores térmicos con capacidades avanzadas de respuesta, energías renovables flexibles (como la energía hidroeléctrica, en particular aquellas de embalse) y el almacenamiento de energía hidroeléctrica por bombeo para equilibrar las fluctuaciones de la demanda y proporcionar reservas operativas.

La interconexión eléctrica regional, tanto en términos físicos como en términos políticos y de reglas de operación, puede incrementar la flexibilidad del conjunto de los países interconectados al permitir complementar, sustituir y compensar la variabilidad en diferentes escalas temporales entre los distintos Estados y regiones, lo que brinda mayores opciones de flexibilidad e incrementa la eficiencia económica de la operación de los sistemas.

En la actualidad Paraguay está fuertemente interconectado con Brasil, por compartir la central hidroeléctrica de Itaipú, y con Argentina, por compartir la central hidroeléctrica Yacyretá. Para el modelado se partió del supuesto de que Paraguay vende los excedentes que no utiliza de la mitad de ambas hidroeléctricas a Brasil y Argentina, respectivamente, intentando reflejar así la situación actual.

La Política de Operación de los sistemas se calculó introduciendo un peaje ficticio de USD 1000/MWh (igual al costo de racionamiento supuesto), de forma de representar que cada país tiene su propia política de uso de los embalses en forma independiente.

Con la Política de Operación así obtenida, en las simulaciones de la operación realizadas para evaluar los impactos del cambio climático se consideró que los intercambios solo se producen si la diferencia de costos marginales supera el valor de USD 60/MWh, lo que refleja un estado de integración en el que los países venden energía de costo variable bajo para la sustitución de generación térmica de sus vecinos.

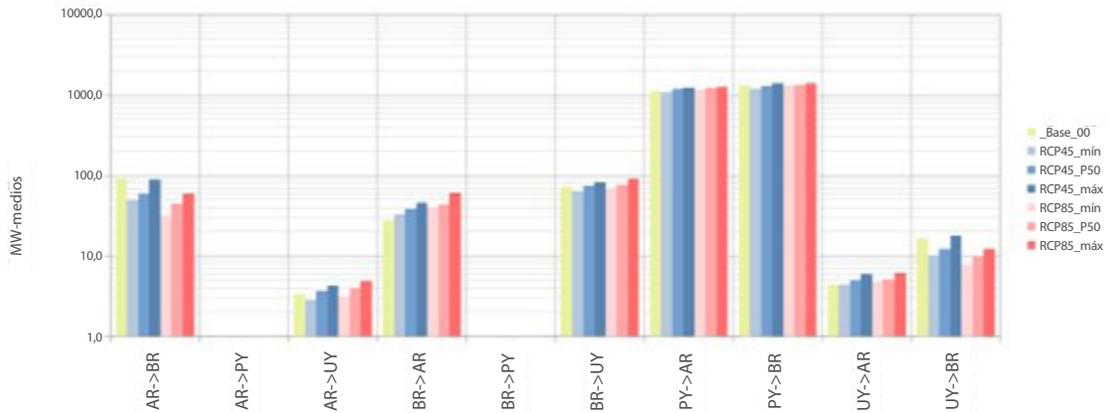
Con la finalidad de realizar una estimación de los ingresos de los exportadores y de los egresos de los importadores, en todas las interconexiones se supuso un precio de intercambio igual al costo marginal del exportador más USD 30/MWh. Este valor tiene como único propósito definir un precio que permita estimar la variación de costos de los países; no intenta reflejar las condiciones actuales ni ideales de reparto de los beneficios de los intercambios.

Fuente: Elaboración propia y a partir de adaptaciones sobre la base de IRENA (2018) y Universidad de Chile (2019).

#### **4.2.10. Intercambios regionales**

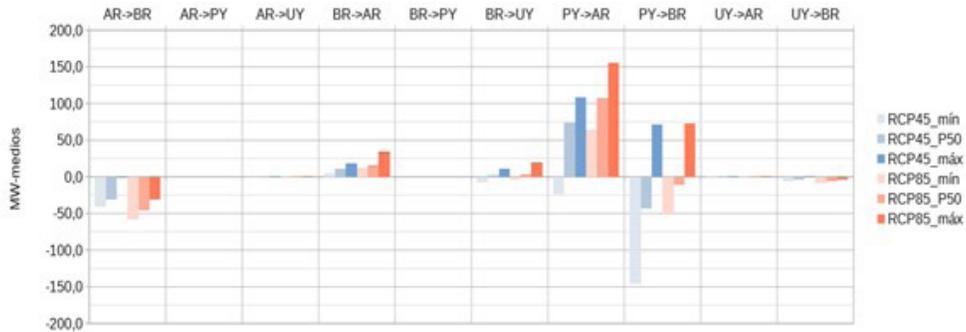
En la actualidad existen dos tipos de intercambios entre los países. Un tipo se basa en los acuerdos asociados con la construcción de grandes infraestructuras, como por ejemplo, Itaipú y Yacyretá; el otro, en las ofertas *spot*. La lógica con que se dan estos últimos ha ido cambiando y seguramente cambie en el futuro. A los efectos de brindar una señal sobre los recursos disponibles para ambas modalidades, se optó por evaluar como intercambios de mercado *spot* a aquellos que se dan entre los países cuando la diferencia de costos marginales supera los USD 60/MWh y, adicionalmente, se cuantifica la energía que cada país vierte pero que podría haberse generado (vertimientos turbinables, hidráulicos, eólicos, solares, etc.). Esos excedentes turbinables son también energía a intercambiar entre los países con un margen de intercambio inferior a los USD 60/MWh. La figura 20 muestra los flujos esperados por las interconexiones en MWmedios y la figura 21 las variaciones respecto del caso base.

**Figura 20.** Intercambios entre los países para 2030



Fuente: Análisis técnico-económico.

**Figura 21.** Variación en los intercambios entre los países para 2030 respecto del caso base

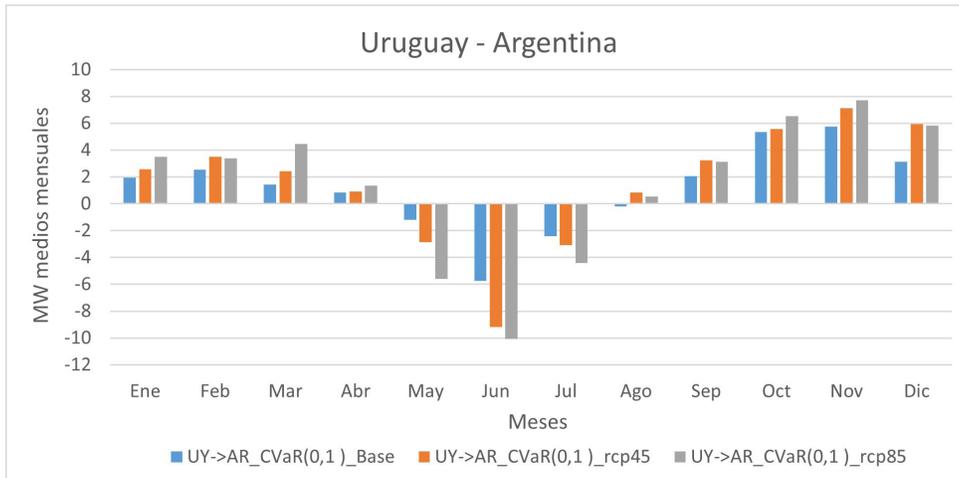


Fuente: Análisis técnico-económico.

En las figuras 22 a 26, se pueden observar, en magnitud y sentido, los intercambios netos de energía mensuales a través de las diferentes interconexiones internacionales de los países de la región involucrados en el estudio<sup>4</sup>.

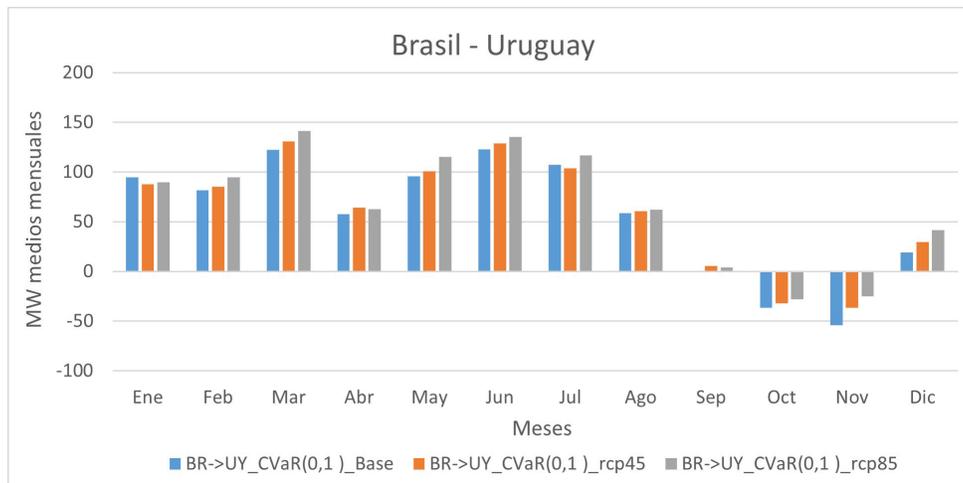
<sup>4</sup>Las figuras presentan los flujos por las interconexiones internacionales, en MW-medios, para cada mes del año, para el caso Base y para la mediana de los modelos en los escenarios RCP4.5 y RCP 8.5. Se simularon 120 realizaciones de los procesos estocásticos (crónicas). La etiqueta CVaR(0,1) corresponden al promedio de los flujos de cada mes.

**Figura 22.** Intercambios netos mensuales entre Uruguay y Argentina para 2030



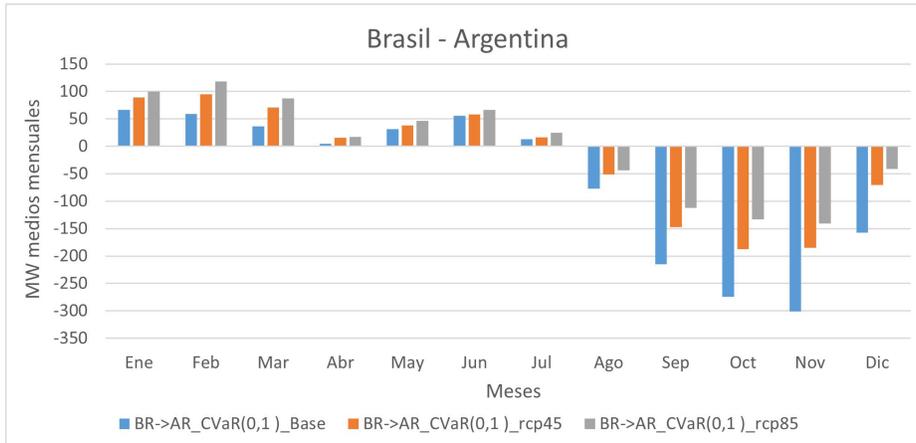
Fuente: Análisis técnico-económico.

**Figura 23.** Intercambios netos mensuales entre Brasil y Uruguay para 2030



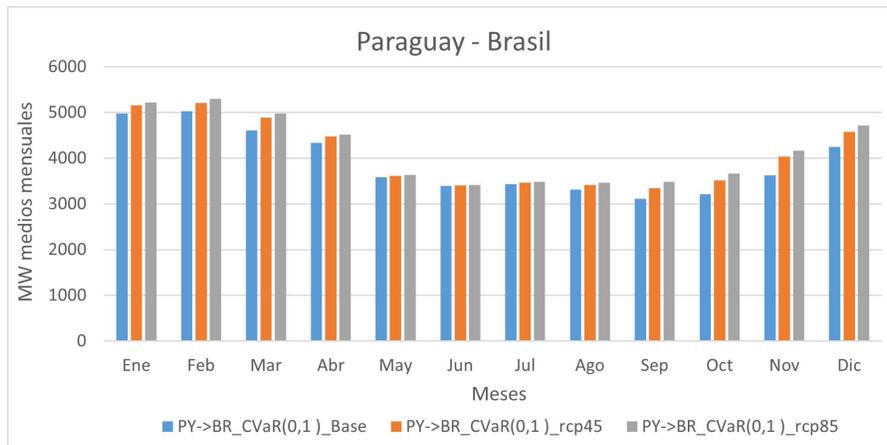
Fuente: Análisis técnico-económico.

**Figura 24.** Intercambios netos mensuales entre Brasil y Argentina para 2030



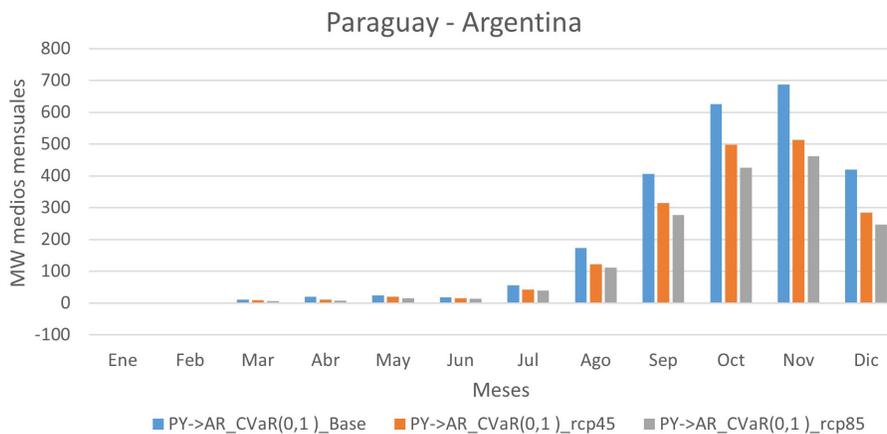
Fuente: Análisis técnico-económico.

**Figura 25.** Intercambios netos mensuales entre Paraguay y Brasil para 2030



Fuente: Análisis técnico-económico.

**Figura 26.** Intercambios netos mensuales entre Paraguay y Argentina para 2030



Fuente: Análisis técnico-económico.

#### 4.2.11. Cuadro resumen de los impactos del cambio climático en las principales variables analizadas

**Cuadro 4.** Sentido e intensidad de las variaciones observadas en las principales variables analizadas respecto del caso base

	Argentina	Paraguay	Uruguay	Regiones analizadas de Brasil	Conjunto
Demanda	▲	▲	=	▲	▲
Generación hidro	=	▲	▼	▲	▲
Generación eólica	▼	N.A.	▲	▼	▼
Generación solar FV	▲	N.A.	▼	▼	▼
Térmicas autodespachadas	▼	N.A.	▼	▼	▼
Térmicas de base	▲	N.A.	N.A.	▼	▲
Térmicas de punta	▼	N.A.	▼	▼	▼
Excedentes turbinables	N.A.	N.A.	▼	▲	▲
CADO	▲	▼	▲	▼	▼
CMO	▲	N.A.	=	▼	N.A.

**Simbología:**



Incremento respecto del escenario base



Disminución respecto del escenario base

**N.A.** No aplicable

**=** Sin variación

La intensidad del color de los triángulos indica la magnitud de la variación relativa al escenario base.

CADO = costo operativo de abastecimiento de la demanda

CMO = costo marginal de operación

Para obtener más información sobre la fase de análisis técnico-económico (TEA), véase el enlace respectivo en el anexo 3.

## 5. Conclusiones

---

- **El incremento de la temperatura media resultante del cambio climático impactaría sobre la demanda media de energía eléctrica del conjunto evaluado, con resultados heterogéneos para los países analizados.**

Este incremento de la demanda afectaría a los países en su conjunto, con un impacto de mayor magnitud en Paraguay y en Brasil. Por su parte, Uruguay presenta mayor incertidumbre respecto del sentido de la variación, ya que, bajo ciertos modelos, podría producirse una reducción para ambas RCP, mientras que en otros podría producirse un incremento.

- **El impacto del cambio climático sobre la generación eléctrica de los países es altamente heterogéneo, tanto entre las diferentes tecnologías y fuentes como en términos geográficos.**

Para el conjunto de los países, estos impactos se traducirían en incrementos de la hidraulicidad media de la región con mayor variabilidad, reducciones en la capacidad de generación termoeléctrica e incrementos en la demanda debido al aumento de las temperaturas medias, una afectación negativa a la generación eólica y un potencial incremento en la irradiación solar.

- **El cambio climático influiría en la hidraulicidad de la región con un incremento en la hidraulicidad media, pero con diferencias relevantes en los regímenes de precipitaciones e impactos heterogéneos entre los países de la región.**

La generación de hidroelectricidad se incrementaría en la región Sureste de Brasil, en Paraguay y en la región de Comahue y Patagonia en Argentina, mientras que enfrentaría reducciones en Uruguay.

El incremento de la generación hidroeléctrica en Brasil y en Paraguay superaría el incremento de la demanda, lo que redundaría en un aumento de los excedentes ocasionales de ambos países.

- **En términos regionales, el incremento de la hidraulicidad media impactaría positivamente en la generación hidroeléctrica y generaría a su vez mayores excedentes turbinables (vertimientos).**

Este fenómeno se observaría principalmente en Brasil, que debido a la magnitud de su generación hidroeléctrica tracciona del conjunto de países, mientras que en Uruguay podría observarse una reducción en los vertimientos. El incremento de los vertimientos implica una mayor disponibilidad de recurso (en este caso, hidráulico), que por las condiciones de infraestructura (turbinas y de embalse) y de demanda no puede ser aprovechado y, por lo tanto, no es convertido en energía eléctrica.

- **La generación eólica se incrementa en porcentajes moderados en Uruguay respecto del escenario base, mientras que en Argentina y en la región Sur de Brasil se experimenta un leve decrecimiento, que se refleja también en el conjunto de países.**

- **La generación solar fotovoltaica probablemente se incremente en rangos muy moderados en Argentina, mientras que en Uruguay y en Brasil experimentaría un leve decrecimiento, al igual que en el conjunto de países.**

- **Asimismo, el incremento de la temperatura media global afectaría la capacidad de generación termoeléctrica.** Dicho fenómeno afectaría a la generación termoeléctrica autodespachada de todos los países de la región, pero con porcentajes de variación casi despreciables respecto del escenario base.
- **En cuanto a la generación de las centrales térmicas de base y de punta, si bien son también afectadas por el incremento de temperatura, su variación depende principalmente de las condiciones del despacho óptimo, incrementándose en aquellos países que experimentan una reducción en la disponibilidad de fuentes de energía renovable, principalmente la hidráulica, y disminuyendo en el caso contrario.**
- **Los impactos del cambio climático sobre la variabilidad de los caudales y la generación hidroeléctrica resultarían en una mayor demanda de flexibilidad por parte de los sistemas del conjunto.**

Este comportamiento afectaría en mayor medida a Brasil, ya que se incrementaría la variabilidad de los caudales (y, en consecuencia, los requerimientos de compensación) tanto de carácter estacional como plurianual.

A su vez, concatenando este fenómeno con el incremento de la demanda y la reducción de la capacidad de generación de las centrales termoeléctricas, se incrementaría la necesidad de respaldo de los sistemas, que podría ser satisfecha con la incorporación de almacenamiento de corto (horas), mediano (días-meses) y largo plazo (un año).

- **En este sentido, la integración eléctrica regional, tanto en términos de construcción de infraestructura como del uso de la infraestructura de interconexión existente, resultaría clave para mitigar el potencial impacto negativo sobre la oferta y el abastecimiento de la demanda.**

El comportamiento desigual en la disponibilidad del recurso hidroeléctrico y en la demanda y los requerimientos de potencia serían impactos mitigables por el conjunto de los países haciendo uso de la infraestructura de interconexión existente.

En la operación actual de los sistemas se realizan intercambios ocasionales, los que, de acuerdo con las simulaciones, se verán incrementados. En conjunto, Brasil y Paraguay dispondrían de mayores excedentes hidroeléctricos fuera de la primavera, mientras que Brasil continuaría con alta probabilidad de ser importador de energía eléctrica durante las primaveras.

## 6. Implicancias para la política energética

---

### 6.1. Visión general de la política de desarrollo del sector eléctrico ante el cambio climático

---

Las iniciativas mundiales de desarrollo energético sostenible y mitigación del cambio climático han influido en la visión de las políticas energéticas actuales en la región de América Latina y el Caribe, donde la mayoría de los países se han planteado como objetivo la transición hacia la descarbonización de su matriz energética, con énfasis en la generación eléctrica.

El cambio climático es un fenómeno de carácter global que no depende exclusivamente de un país o de una región, y mucho menos de regiones como América Latina y el Caribe que tienen una participación marginal en las emisiones de GEI a la atmósfera, pero que, sin embargo, son vulnerables a sus efectos, sobre todo por su alta dependencia energética de recursos sensibles a las variaciones climáticas como la hidroelectricidad.

Por este motivo, es necesario que los países de la región orienten sus políticas de desarrollo energético no solo hacia la mitigación del cambio climático, sino también hacia la adaptación y la mejora de su resiliencia ante los eventuales efectos, en especial en países que ya han sufrido las consecuencias de anomalías climáticas, como es el caso de los países objeto del estudio.

Todas las acciones para evitar los efectos negativos del cambio climático en el desarrollo energético deben estar enmarcadas en una visión de política energética que proyecte el sector eléctrico nacional como el motor del desarrollo socioeconómico sostenible, que contribuya de manera eficaz a la protección del medio ambiente y que sea altamente resiliente a la variabilidad del clima y a otras condiciones aleatorias adversas, garantizando en todo momento la seguridad energética de la nación.

### 6.2. Acciones para incrementar la resiliencia del sector eléctrico frente a los efectos del cambio climático

---

A partir de los resultados obtenidos de la simulación de la operación del sistema, con los modelos y escenarios de cambio climático considerados, se puede observar que el comportamiento de la hidrología en los países del Mercosur es el elemento fundamental que determina las variaciones en los CADO y en los CMO. Esto se debe a que es el componente hidroeléctrico el que brinda estabilidad a los sistemas eléctricos, principalmente por la capacidad de regulación de los embalses. Por lo tanto, aunque este recurso tiene diferentes porcentajes de participación en la oferta eléctrica en los países objeto del estudio, es relevante fomentar su conservación mediante el manejo integral de las cuencas hidrográficas, previniendo la deforestación, la erosión y la acumulación de sedimentos que pueden reducir el volumen útil de los embalses.

Asimismo, es relevante aprovechar la complementariedad existente entre los recursos hidroenergéticos de los países analizados, puesto que se observa que, mientras en países como Argentina y Uruguay estos podrían verse disminuidos, en Brasil y Paraguay se incrementarían, lo que podría generar excedentes exportables hacia los primeros dos. Esto se podría aprovechar mediante el refuerzo o la expansión de las líneas de interconexión internacional.

De igual manera, la capacidad de energía firme que le brinda a Argentina su parque generador a base de gas natural beneficiaría al resto de los países analizados cuando su recurso hídrico disminuye. Esto significa que fortalecer la integración energética entre los países del Cono Sur puede ser considerada una medida eficaz de adaptación a los efectos del cambio climático para las próximas décadas sin incrementar las emisiones de GEI del sector eléctrico.

## Implicancias para el planeamiento energético en función de los resultados del estudio

Los resultados del estudio muestran impactos diversos y, en algunos casos, significativos sobre algunas variables clave del sistema del conjunto y de cada uno de los países analizados, como la demanda de energía eléctrica, la generación hidroeléctrica y termoeléctrica, los vertimientos y sus costos asociados. Por lo tanto, incorporar la incidencia del factor cambio climático sobre la demanda y sobre los recursos en la planificación de la expansión eléctrica de los países podría influir en su optimización.

El planeamiento conjunto de la expansión de los sistemas eléctricos de la región, el intercambio de información y el fortalecimiento de la integración, tanto física como en términos de dinámica de los mercados, podría redundar en beneficios que permitan enfrentar de manera más eficiente las implicancias del cambio climático, resultado de su complementariedad.

El incremento de la demanda de flexibilidad del sistema ocurre tanto debido a la variabilidad estacional como a la plurianual. Esto resalta la importancia de incorporar tecnologías de almacenamiento de mediano y largo plazo en los sistemas hacia 2050.

Asimismo, la eficiencia energética y la gestión de la demanda podrían resultar elementos relevantes para la adaptación a los impactos del incremento de las temperaturas medias sobre la demanda: los resultados que indican un incremento de la demanda de energía eléctrica en algunos países debido a los efectos del cambio climático pueden considerarse como un incentivo adicional para el desarrollo de los programas de eficiencia energética en los equipos de climatización y mejoras en la envolvente térmica de las edificaciones, entre otros. Por su parte, las tecnologías, las regulaciones y los mecanismos para la gestión de la demanda podrían también contribuir a incrementar la flexibilidad a corto plazo de los sistemas.

Dada la creciente relevancia de los flujos de intercambio entre los países objeto del estudio como herramientas de flexibilidad, en muchos casos mediante la generación termoeléctrica, podrían evaluarse mecanismos de remuneración que reconozcan los sobrecostos de carbono (es decir, los eventuales precios o gravámenes que podrían ser impuestos a las emisiones de GEI) vinculados con la quema de combustibles fósiles para abastecer la demanda de exportación y con la remuneración de la potencia disponible.

### 6.3. Síntesis y análisis de los resultados por países

---

#### 6.3.1. Argentina

De acuerdo con los resultados del estudio, Argentina experimentaría por causa del cambio climático un leve incremento en la demanda de electricidad de entre 0,1 % y 2,3 % en su región norte y central (AR\_MER), un incremento muy modesto en su generación hidroeléctrica y solar, pero un decrecimiento en la generación eólica. La generación de las centrales térmicas autodespachadas disminuye, al igual que la de las térmicas flexibles, mientras que la de las térmicas de base se incrementa. El CADO se incrementa, de igual modo que el CMO. La mayor variación en el BMS se da para las centrales hidráulicas, principalmente en la región norte y central (AR\_MER).

Según los últimos lineamientos de transición energética publicados por Argentina, mediante la Resolución 1036/2021 de la Presidencia de la República, la porción más relevante de la expansión de su sistema eléctrico se realizaría mediante fuentes de energía libres de emisiones, como la eólica, la solar y la hidroeléctrica. No obstante, la generación a partir de máquinas termoeléctricas con combustibles fósiles (principalmente gas natural) continuaría teniendo una alta relevancia (más del 50 %).

En el contexto de este análisis, y a pesar de que en términos de valores medios los intercambios de Argentina hacia Brasil disminuirían frente a la variabilidad plurianual de la hidraulicidad de los sistemas de Brasil y Uruguay, Argentina incrementaría su rol de proveedor de flexibilidad, resultado de su disponibilidad de capacidad flexible de generación. En este sentido, se sugiere explorar mecanismos adecuados para fortalecer estos intercambios.

### 6.3.2. Brasil

Brasil experimentaría por causa del cambio climático un pequeño incremento de menos del 1 % en la demanda de electricidad en sus regiones Sur y Sureste; la generación hidroeléctrica experimentaría una muy leve disminución en la región Sur y un incremento en la región Sureste. La generación eólica tendría una variación prácticamente nula. Por otro lado, la generación solar tendría un pequeño decrecimiento en la región Sureste, y las térmicas autodespachadas disminuirían su generación muy levemente en ambas regiones. Las térmicas de base y de punta disminuirían su generación en ambas regiones de manera más considerable, y se incrementarían los excedentes turbinables. El CADO disminuiría, al igual que el CMO. Dado el incremento de excedentes de energía renovable, las variaciones del BMS resultarían negativas para todas las tecnologías.

**Como consecuencia del incremento de la variabilidad estacional y plurianual de la hidraulicidad, en su contexto de alta penetración de la generación hidroeléctrica, Brasil se vería beneficiado por el fortalecimiento de su integración con Argentina, tanto en términos físicos como políticos/regulatorios y de mercado, contando con un respaldo de energía flexible para eventuales períodos extendidos de baja hidraulicidad. En esta línea, se recomienda fortalecer el diálogo sobre las posibilidades de mejorar los mecanismos de integración entre los dos países.**

### 6.3.3. Paraguay

De los países analizados, Paraguay sería el que presentaría un mayor incremento de su demanda vinculado con el efecto del cambio climático sobre las temperaturas medias. La generación hidroeléctrica se incrementaría (esta es la única modalidad de generación simulada para este país), y el CADO disminuiría.

En este sentido, el impacto de estos cambios sobre los requerimientos de climatización podría tenerse especialmente en consideración y abordarse en el marco de una estrategia integral de eficiencia energética que mejore la envolvente térmica de las edificaciones y promueva el uso de artefactos de ventilación, refrigeración y aire acondicionado más eficientes.

Por otra parte, la electricidad que genera Paraguay proviene en la actualidad casi en un 100 % de fuentes hidráulicas con un pequeño respaldo térmico, de las cuales se sirve para cubrir la demanda interna y obtener importantes excedentes que exporta a sus vecinos Argentina y Brasil a través de la generación que le corresponde de las centrales binacionales Yacyretá e Itaipú, respectivamente.

Sin embargo, estos excedentes han venido disminuyendo en los últimos años por el rápido crecimiento de su demanda nacional, a tal grado que en 2021 la exportación de electricidad cayó un 55 % respecto de la de 2016. Esto llevaría a pensar que, entre el mediano y el largo plazo, con la conjunción entre el incremento de la demanda y la variabilidad plurianual, los excedentes exportables podrían agotarse. De hecho, el componente hidroeléctrico actual de Paraguay podría tornarse insuficiente para abastecer la demanda interna y podría surgir la necesidad de disponer del respaldo de otras fuentes complementarias, tanto renovables como no renovables, o incluso de la importación de energía.

En este contexto, a pesar de que en condiciones normales no se prevé esta necesidad de expansión, la instalación de tecnologías de generación renovable alternativas, como la eólica y la solar —que ya se ha iniciado a pequeña escala—, puede tornarse un mecanismo para fortalecer la seguridad de abastecimiento de Paraguay,

en conjunto con el refuerzo de sus políticas de integración.

#### 6.3.4. Uruguay

Uruguay no sufriría variaciones relevantes en su demanda de electricidad a causa del cambio climático. La generación hidroeléctrica disminuiría, al igual que la generación solar, pero esta última con porcentajes de variación casi despreciables. La generación eólica se incrementaría, mientras que la generación térmica autodespachada y térmica de punta disminuirían. Los excedentes turbinables disminuirían, y el CADO sufriría un incremento, al igual que el CMO con el RCP4.5, ya que, con el RCP8.5, el CMO disminuiría. A su vez, existiría cierto incremento del BMS de las tecnologías de generación renovable con el RCP4.5 y una disminución de este indicador con el RCP8.5.

En virtud de los objetivos de descarbonización de la matriz de generación eléctrica en el marco de la política de desarrollo energético bajo en emisiones que ha diseñado el país, la implementación de infraestructura de almacenamiento de energía, como baterías o hidrógeno verde, así como la mayor penetración de la bioenergía en la matriz de generación y buenas prácticas de gestión de la demanda, son medidas adecuadas para incrementar la resiliencia de su sistema eléctrico frente a la variabilidad climática.

## 7. Consideraciones finales

---

Como se mencionó en la sección introductoria, los análisis del impacto del cambio climático sobre los sistemas de los países abordados en el marco del presente proyecto se han realizado bajo una óptica técnico-económica para evaluar los impactos en los flujos físicos y los costos para los sistemas. Se han excluido el potencial efecto de los eventos extremos y la remuneración a las eventuales externalidades positivas y negativas que las diferentes políticas de expansión de los países hayan internalizado y priorizado en el marco de sus procesos de planeamiento (por ejemplo, el desarrollo de cadenas de valor domésticas, el impacto en sus balanzas comerciales y la fijación de precios al carbono, ya sea mediante mecanismos domésticos o internacionales).

Se destacan como resultado del estudio los impactos potenciales sobre la generación hidroeléctrica, el incremento de la variabilidad (tanto de la demanda como de los recursos disponibles para abastecerla) y el incremento de los requerimientos de flexibilidad.

Asimismo, queda en evidencia la creciente valorización del fortalecimiento de la interconexión regional, tanto en el escenario de línea de base como en aquellos en los que ejerce su influencia el cambio climático.

En tal sentido, resulta recomendable fortalecer las políticas de integración y operación de los sistemas, establecer mecanismos para remunerar la flexibilidad entre los países y mejorar la eficiencia de los sistemas en conjunto.

**Asimismo, existe incertidumbre ante el posible devenir de ciertas variables, cuyo sentido de la variación respecto de la línea de base sugiere que para el planeamiento sectorial en el contexto del cambio climático se deben diseñar estrategias robustas, más que óptimas, que se desempeñen comparativamente mejor que las demás alternativas bajo un rango amplio de futuros posibles (por ejemplo, con mayores amplitudes o variabilidad plurianual de la hidráulica) e idealmente adaptativas para mejorar la robustez. Las estrategias adaptativas están diseñadas para evolucionar en el tiempo al adquirir más información (Lempert, 2019).**

Las recomendaciones y consideraciones de este informe obedecen a un primer análisis sobre la documentación disponible y podrían ser profundizadas en etapas posteriores en la medida en que se generen nuevos espacios de análisis y discusión.

Por último, en el contexto del desarrollo de este proyecto se han detectado oportunidades de investigación y de análisis futuros, en particular en términos de la profundización del entendimiento de los riesgos no abordados aquí. Tal es el caso de los riesgos físicos agudos (por ejemplo, fenómenos extremos) y los riesgos de transición que pudieran afectar las decisiones de planeamiento para los sistemas de los países de la región en el contexto del diseño de sus estrategias de desarrollo con bajas emisiones a largo plazo (LT-LED, por sus siglas en inglés) en el marco del Acuerdo de París, así como la extensión de esta metodología de análisis.

## 8. Referencias bibliográficas

- BID-OLADE (2019). *Vulnerabilidad al cambio climático y medidas de adaptación de los sistemas hidroeléctricos en los países andinos*.  
<https://www.olade.org/publicaciones/vulnerabilidad-al-cambio-climatico-y-medidas-de-adaptacion-de-los-sistemas-hidroelectrico-en-los-paises-andinos/>
- BID (2016). *Vulnerabilidad al cambio climático de los sistemas de producción hidroeléctrica en Centroamérica y sus opciones de adaptación*.  
<https://publications.iadb.org/es/publicacion/15676/vulnerabilidad-al-cambio-climatico-de-los-sistemas-de-produccion-hidroelectrica>
- Casaravilla, G., Chaer, R., Alfaro, P. (2008). *SimSEE: Simulador de Sistemas de Energía Eléctrica, Proyecto PDT 47/12. vTechnical Report 7*, Universidad de la República (Uruguay), Facultad de Ingeniería, Instituto de Ingeniería Eléctrica. <http://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2008/CCA08a/CCA08a.pdf>
- European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (2017). *ERA5 Reanalysis*. <https://doi.org/10.5065/D6X34W69>.
- Eyring, Veronika y otros (2016). "Overview of the Coupled Model Intercomparison Project Phase 6 (CMIP6) Experimental Design and Organization". *Geoscientific Model Development* 9(5): 1937-58.
- Hausfather, Z. (2019). "The High-Emissions 'RCP8.5' Global Warming Scenario". *CarbonBrief*. <https://www.carbonbrief.org/explainer-the-high-emissions-rcp8-5-global-warming-scenario/> (8 de junio de 2022).
- Hausfather, Z y Peters, G. (2020). "Emissions – the 'Business as Usual' Story Is Misleading". *Nature* 2021 577(7792): 618-20. <https://www.nature.com/articles/d41586-020-00177-3> (8 de junio de 2022).
- IEA (2022). *Climate Impacts on Latin American Hydropower*.  
[https://iea.blob.core.windows.net/assets/8fa86b9d-470c-41a6-982e-70acd3fbdda4/ClimateImpactson-LatinAmericanHydropower\\_WEB.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/8fa86b9d-470c-41a6-982e-70acd3fbdda4/ClimateImpactson-LatinAmericanHydropower_WEB.pdf)
- IPCC (2001). *Cambio climático 2001: Informe de síntesis. Contribución de los Grupos de Trabajo I, II y III al Tercer Informe de Evaluación del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático*.
- IPCC (2014). *Cambio climático 2014: Informe de síntesis. Contribución de los Grupos de Trabajo I, II y III al Quinto Informe de Evaluación del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático* [Equipo principal de redacción: R. K. Pachauri y L. A. Meyer (eds.)]. IPCC, Ginebra, Suiza.
- IPCC (2012). *Managing the Risks of Extreme Events and Disasters to Advance Climate Change Adaptation. A Special Report of Working Groups I and II of the Intergovernmental Panel on Climate Change* [Field, C. B., V. Barros, T. F. Stocker, D. Qin, D. J. Dokken, K. L. Ebi, M. D. Mastrandrea, K. J. Mach, G. K. Plattner, S. K. Allen, M. Tignor y P. M. Midgley (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, Reino Unido y Nueva York, NY, EE. UU., p. 582.
- IPCC (2014). *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* [Edenhofer, O., R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, E. Farahani, S. Kadner, K. Seyboth, A. Adler, I. Baum, S. Brunner, P. Eickemeier, B. Kriemann, J. Savolainen, S. Schlömer, C. von Stechow, T. Zwickel y J. C. Minx (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, Reino Unido y Nueva York, NY, EE. UU.

IRENA (2018). *Flexibilidad del sistema eléctrico para la transición energética*.

Lempert, R. J. (2019). "Robust Decision Making (RDM)". En Marchau, V., W. Walker, P. Bloemen, S. Popper (eds), *Decision Making under Deep Uncertainty*. Springer, Cham. [https://doi.org/10.1007/978-3-030-05252-2\\_2](https://doi.org/10.1007/978-3-030-05252-2_2)

Menne, Matthew J. y otros (2012). "Global Historical Climatology Network - Daily (GHCN-Daily), Version 3". <https://www.ncei.noaa.gov/metadata/geoportal/rest/metadata/item/gov.noaa.ncdc:C00861/html>

OLADE (2017). *Manual de Planificación Energética 2017*. <https://www.olade.org/publicaciones/manual-de-planificacion-energetica-2017/>

OLADE (1998). Manual de Referencia del Módulo de Planificación Bajo Incertidumbre del SUPER-OLADE. [https://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/REF\\_PIN.pdf](https://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/REF_PIN.pdf)

TCFD (2017). *Reporte final de recomendaciones del grupo de trabajo sobre declaraciones financieras relacionadas con el clima*.

Universidad de Chile (2019). *Concepto de Flexibilidad en el Sistema Eléctrico Nacional*. Centro de Energía, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas.

van Vuuren, Detlef P. y otros (2011). *The Representative Concentration Pathways: An Overview*. *Climate Change*, 109(1): 5.

