

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



**Resumen ejecutivo**  
Marzo de 2023



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

**Resumen  
ejecutivo**  
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 de los principales resultados del estudio</b> .....	<b>11</b>
3.1. Escenarios climáticos y RCP .....	11
3.2. Principales resultados de la fase de análisis climático .....	11
3.3. Análisis técnico-económico (TEA) .....	13
3.4. Efectos del cambio climático en las principales variables técnicas y económicas .....	15
<b>4. Conclusiones por país, con base en los resultados del estudio</b> .....	<b>21</b>
<b>5. Consideraciones finales</b> .....	<b>23</b>
<b>6. Anexo</b> .....	<b>24</b>
<b>7. Referencias bibliográficas</b> .....	<b>25</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 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.

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 Senior en energía) y Florencia Balestro (consultora en energía) por parte del Banco Mundial.

## 1. Introducción

---

El presente resumen ejecutivo es una síntesis del Informe final del estudio “Evaluación del impacto de cambio climático en la generación eléctrica en los países del Cono Sur” donde se muestra el alcance, y los principales rasgos metodológicos y hallazgos del estudio. Para mayor detalle y especificaciones en el anexo se presenta el link para acceder al reporte completo y sus anexos metodológicos.

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.

## 2. Alcance y limitaciones del estudio

El estudio analiza la adaptación de los sistemas eléctricos al cambio climático, evaluando el impacto de los riesgos crónicos para la generación eléctrica, medido en 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.

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
<p>Impacto del cambio climático en los recursos energéticos para 2050 aplicando dos escenarios de cambio climático a la estructura de los sistemas eléctricos planificada por los países a 2030, de acuerdo con los planes oficiales de expansión del sector.</p> <p>El alcance temporal puede sintetizarse de la siguiente manera:</p> <p><i>“Aplicar las variaciones esperadas en las variables climáticas para 2050 a la infraestructura y a la demanda eléctrica esperadas para 2030”.</i></p>
Alcance geográfico
<p>Zonas de influencia de la cuenca del Río de la Plata en Argentina, Paraguay y Uruguay y la zona de Comahue en Argentina.</p> <p>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).</p>

## 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.

La evaluación de los cambios en las variables climáticas claves 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.

**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	1.056	5.258	17.995	18.219
	MER	16.939	12.960		
BR	N	7.857	11.244	93.385	98.000
	NE	15.445	23.475		
	S	16.502	14.060		
	SE	53.581	49.221		
PY		4.223	6.505	4.223	6.505
UY		1.537	1.672	1.537	1.672
Total		117.140	124.396		
ALCANCE		93.838	89.677		
		80 %	72 %		

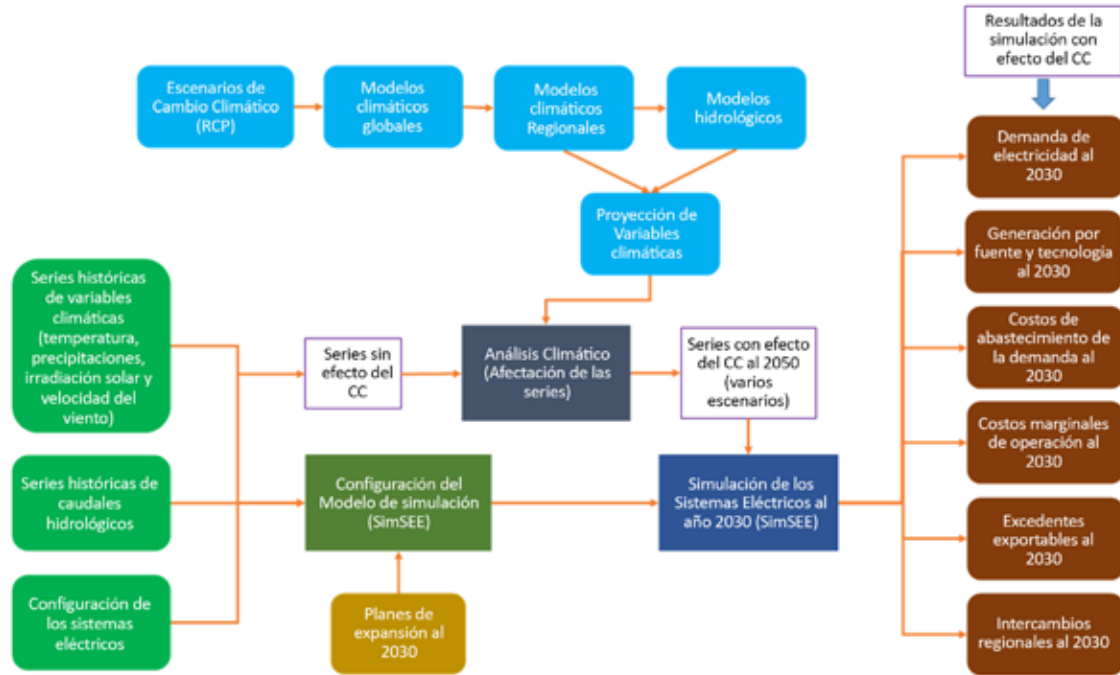
Fuente: Elaboración propia.

El 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 futuro); en la segunda etapa, se estimó el impacto de las modificaciones en dichas variables clave sobre el sector eléctrico.

Así, 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.

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. Síntesis de los principales resultados del estudio

#### 3.1. Escenarios climáticos y RCP

A los fines del presente estudio, se han seleccionado las trayectorias de concentración representativas (RCP, por sus siglas en inglés) RCP4.5 y RCP8.5, que luego han sido contrastadas con el escenario de línea de base para estimar el impacto del cambio climático futuro 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.

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, lo que representa un total de 18 escenarios diferentes de cambio climático, más el escenario base (sin efecto del cambio climático futuro).

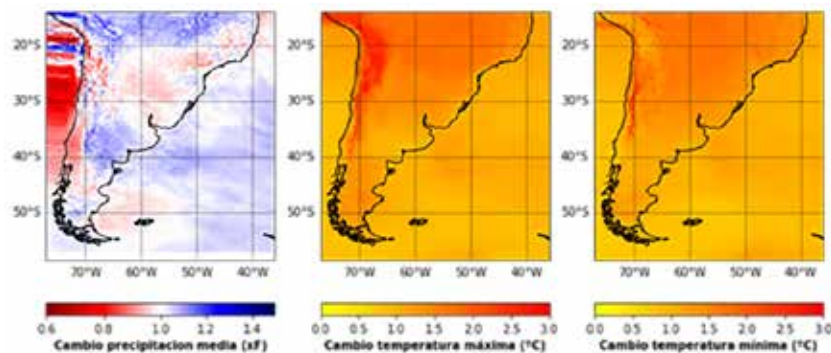
Debido a que los modelos climáticos pueden no reproducir correctamente la secuencia temporal, sobre todo en variables como la precipitación, y que esto resulta en alteraciones en la estacionalidad observables al contrastar los resultados de los modelos con los datos históricos, las simulaciones que entregan 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.

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

Entre los principales resultados a los que arribó el análisis, 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.

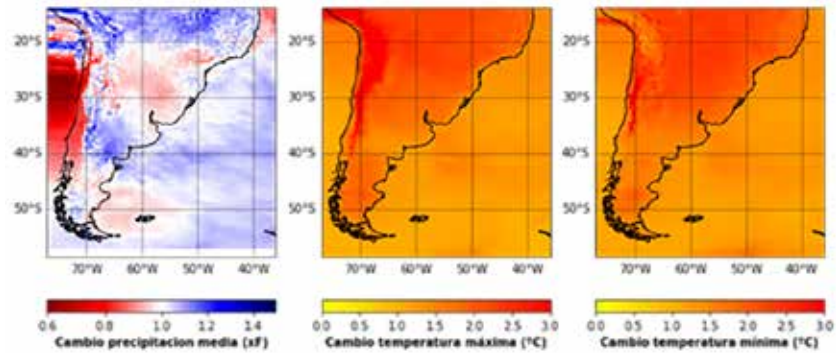
Las figuras a continuación sintetizan estos fenómenos, según los cambios hacia 2050.

**Figura 3.** Cambios producidos en las variables climáticas para el RCP4.5



Fuente: Elaboración propia.

Figura 4. Cambios producidos en las variables climáticas para el RCP8.5

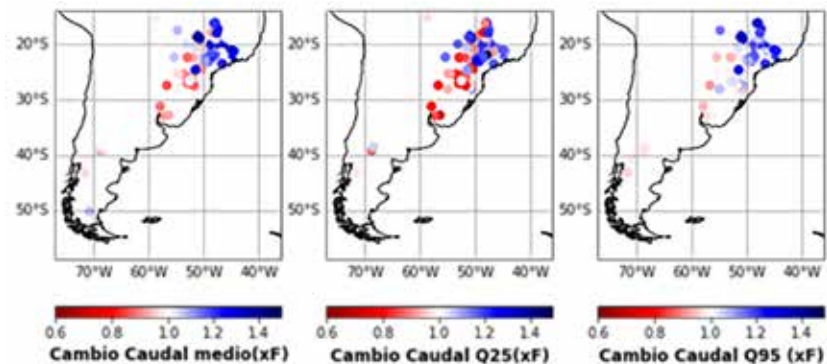


Fuente: Elaboración propia.

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.

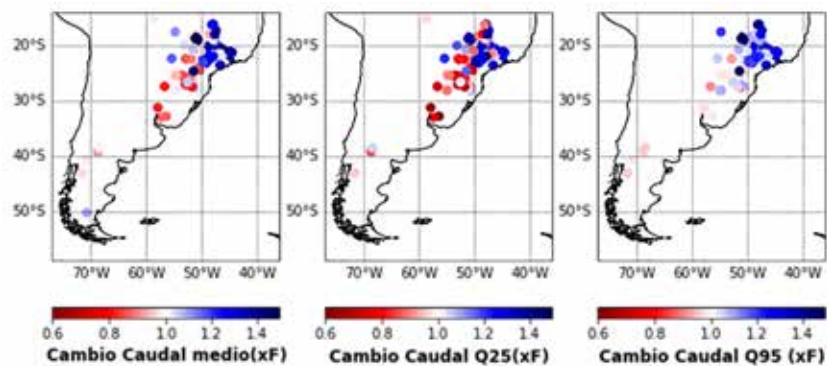
Las siguientes figuras sintetizan el comportamiento de los caudales en los diferentes escenarios analizados para ambas RCP seleccionadas, con probabilidad de ocurrencia media y para los cuantiles 25 % y 95 %.

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



Fuente: Tecnalía/IHC.

Figura 6. Cambios producidos en el caudal para el RCP8.5



Fuente: Tecnalía/IHC.

### 3.3. Análisis técnico-económico (TEA)

#### 3.3.1. *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. 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) 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 hasta 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<sup>1</sup>.

#### 3.3.2. *Conceptos clave utilizados en el análisis técnico-económico*

**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. En este grupo se modelaron las centrales térmicas con costo variable mayor a USD 60/MWh.

<sup>1</sup>La plataforma SimSEE permite crear simuladores 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)

**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.

**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).

**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):** Da cuenta del valor condicionado de riesgo de las variables analizadas a la salida del modelo.

### 3.3.3. 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.

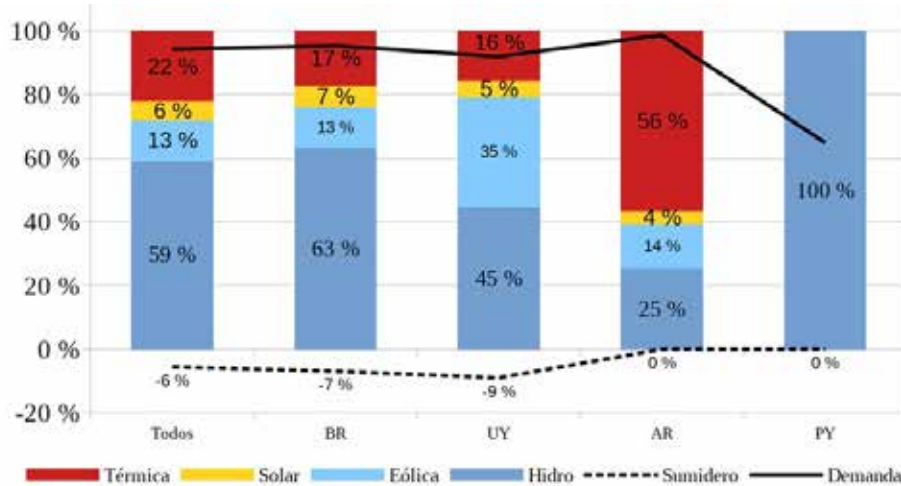
Tabla 2. Demanda de energía eléctrica modelada a 2030, caso base

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

Fuente: Análisis técnico-económico.

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.

**Figura 7. Matriz de generación eléctrica a 2030 por fuente y por país, caso base**



Fuente: Análisis técnico-económico.

Nota: generación térmica incluye nuclear, a carbón y biomasa y biogás.

### 3.4. Efectos del cambio climático en las principales variables técnicas y económicas

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 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.

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 futuro), constituyen rangos que se representan mediante sus valores mínimos, valores de la mediana y valores máximos por cada ruta representativa de concentración RCP considerada. Sin embargo, el cuadro a continuación resume el efecto del cambio climático haciendo referencia a los valores de las medianas (probabilidad de ocurrencia del 50 %) de todos los escenarios estudiados.

### 3.4.1. Cuadro resumen de los efectos del cambio climático en las variables técnicas y económicas

**Cuadro 3.** Resumen de las variaciones observadas en las principales variables analizadas respecto del caso base<sup>2</sup>

	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

<sup>2</sup>Para un análisis más detallado de los resultados ver el Informe final del estudio (Anexo)



### 3.4.2. Efecto del cambio climático en la demanda de electricidad y generación eléctrica

Tabla 3. Valores de referencia, caso base

Región	Demanda de electricidad (GW medios)	Generación hidráulica (GW medios)	Generación eólica (MW medios)	Generación solar fotovoltaica (MW medios)	Generación térmica autodespachada (MW medios)	Generación térmica de base (MW medios)	Generación térmica de punta (MW medios)	Vertimientos turbinables (MW medios)
AR_ComPat	1.1	2.8	1,434.0	N.A.	113.6	649.0	0.0	N.A.
AR_Mer	16.9	1.8	1,134.0	742.2	265.6	8,148.0	0.3	N.A.
PY	4.2	6.8	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
UY	1.5	0.7	579.0	84.0	299.0	N.A.	0.2	138.0
BR_S	16.5	9.9	610.0	N.A.	2,826.0	43.0	26.0	145.9
BR_SE	53.6	35.9	N.A.	2,514.0	7,596.0	294.0	218.0	101.8
Conjunto	117.1	57.9	3,754.0	3,340.0	11,100.0	9,134.0	245.0	385.7

N.A. = No aplica o no fue analizado.

Fuente: Elaboración propia con base en los resultados del estudio.

Tabla 4. Variaciones porcentuales de RCP4.5 respecto del caso base (mediana P50)

Región	Demanda de electricidad	Generación hidráulica	Generación eólica	Generación solar fotovoltaica	Generación térmica autodespachada	Generación térmica de base	Generación térmica de punta	Vertimientos turbinables
AR_ComPat	0.1%	0.2%	-1.5%	N.A.	-0.3%	5.5%	-8.9%	N.A.
AR_Mer	1.4%	-0.2%	-0.7%	0.3%	-0.3%	2.0%	-6.6%	N.A.
PY	3.0%	2.9%	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
UY	0.0%	-4.0%	1.9%	-0.1%	-0.5%	N.A.	-12.3%	-5.6%
BR_S	0.3%	-1.0%	-0.1%	N.A.	-0.3%	-20.4%	-36.0%	8.6%
BR_SE	0.6%	3.9%	N.A.	-1.7%	-0.2%	-23.3%	-37.7%	58.7%
Conjunto	0.6%	2.7%	-0.9%	-0.9%	-0.2%	1.5%	-37.5%	16.7%

N.A. = No aplica o no fue analizado.

Fuente: Elaboración propia con base en los resultados del estudio.

Tabla 5. Variaciones porcentuales de RCP8.5 respecto del caso base (mediana P50)

Región	Demanda de electricidad	Generación hidráulica	Generación eólica	Generación solar fotovoltaica	Generación térmica autodespachada	Generación térmica de base	Generación térmica de punta	Vertimientos turbinables
AR_ComPat	0.2%	0.3%	-2.4%	N.A.	-0.5%	6.7%	-15.1%	N.A.
AR_Mer	2.3%	0.5%	-0.6%	0.4%	-0.4%	2.0%	-7.6%	N.A.
PY	4.5%	3.9%	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
UY	-0.1%	-6.4%	2.9%	-0.4%	-0.7%	N.A.	-14.2%	-8.0%
BR_S	0.3%	-0.3%	0.0%	N.A.	-0.2%	-31.5%	-50.7%	17.8%
BR_SE	0.7%	5.3%	N.A.	-2.7%	-0.2%	-35.6%	-52.1%	93.7%
Conjunto	0.8%	4.0%	-0.6%	-1.6%	-0.3%	1.3%	-51.9%	28.6%

N.A. = No aplica o no fue analizado.

Fuente: Elaboración propia con base en los resultados del estudio.

### 3.4.3. Efecto del cambio climático en los costos operativos de abastecimiento de la demanda (CADO) y los costos marginales de operación (CMO)

Tabla 6. Variaciones del CADO y del CMO respecto del caso base (mediana P50)

País	Valores del caso base (US\$/MWh)		Variación RCP 4.5		Variación RCP 8.5	
	CADO	CMO	CADO	CMO	CADO	CMO
AR_ComPat	0.2%	0.3%	-2.4%	N.A.	-0.5%	6.7%
AR_Mer	2.3%	0.5%	-0.6%	0.4%	-0.4%	2.0%
PY	4.5%	3.9%	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
UY	-0.1%	-6.4%	2.9%	-0.4%	-0.7%	N.A.
BR_S	0.3%	-0.3%	0.0%	N.A.	-0.2%	-31.5%
BR_SE	0.7%	5.3%	N.A.	-2.7%	-0.2%	-35.6%
Conjunto	0.8%	4.0%	-0.6%	-1.6%	-0.3%	1.3%

N.A. = No aplica o no fue analizado.

Fuente: Elaboración propia con base en los resultados del estudio.

### 3.4.4. Efecto del cambio climático en el beneficio marginal de sustitución (BMS) de cada tecnología de generación eléctrica

Tabla 7. Variaciones del BMS respecto del caso base, RCP4.5 (mediana P50)

Región	Variación [US\$/(MWh-disponible)]					
	Eólica	Solar Fotovoltaica	Hidroeléctrica	Térmica Autodespachada	Térmica de base	Térmica de punta
AR_ComPat	0.63	N.A.	0.79	0.48	0.43	0.00
AR_Mer	0.54	0.76	0.83	0.50	0.29	0.00
UY	0.29	0.38	0.45	0.36	N.A.	0.00
BR_S	-4.18	-4.00	-4.16	-3.40	-1.95	-0.82
BR_SE	-4.96	-3.93	-2.97	-18.54	-1.94	-0.81

N.A. = No aplica o no fue analizado.

Fuente: Elaboración propia con base en los resultados del estudio.

Tabla 8. Variaciones del BMS respecto del caso base, RCP8.5 (mediana P50)

Región	Variación [US\$/(MWh-disponible)]					
	Eólica	Solar Fotovoltaica	Hidroeléctrica	Térmica Autodespachada	Térmica de base	Térmica de punta
AR_ComPat	0.86	N.A.	0.94	0.74	0.56	0.00
AR_Mer	0.81	1.00	1.06	0.69	0.38	0.00
UY	-0.79	-0.15	-0.57	-1.20	N.A.	0.00
BR_S	-6.08	-5.95	-6.29	-5.07	-2.95	-1.17
BR_SE	-7.47	-5.88	-4.33	-27.82	-2.82	-1.13

N.A. = No aplica o no fue analizado.

Fuente: Elaboración propia con base en los resultados del estudio.

### 3.4.5. 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.

Tabla 9. Intercambios anuales entre los países (mediana P50)

Sentidos	MW medios anuales			Variaciones respecto al caso base	
	Caso Base	RCP4.5	RCP8.5	RCP4.5	RCP8.5
AR->BR	90.45	59.29	44.47	-34.4%	-50.8%
AR->PY	0.00	0.00	0.00	N.A.	N.A.
AR->UY	3.30	3.64	3.95	10.3%	19.8%
BR->AR	27.55	38.33	43.33	39.1%	57.3%
BR->PY	0.00	0.00	0.00	N.A.	N.A.
BR->UY	72.43	75.00	75.00	3.5%	5.3%
PY->AR	1,124.00	1,197.64	1,231.25	6.6%	9.5%
PY->BR	1,339.50	1,296.26	1,328.82	-3.2%	-0.8%
UY->AR	4.44	4.97	5.12	12.0%	15.2%
UY->BR	16.60	12.30	9.83	-25.9%	-40.8%

N.A. = No aplica o no fue analizado.

Fuente: Elaboración propia con base en los resultados del estudio.

Tabla 10. Intercambios netos mensuales entre los países, caso base (CVaR(0,1))

Sentidos	MW medios mensuales											
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
BR->AR	66.8	59.2	36.6	4.8	31.2	55.9	12.7	-77.1	-215.0	-274.7	-301.2	-157.1
BR->UY	94.8	81.7	122.5	57.6	95.8	122.8	107.4	58.7	-0.3	-36.3	-53.9	19.0
PY->AR	-1.3	1.1	10.7	20.0	23.8	18.9	56.4	173.3	406.3	325.5	687.8	420.0
PY->BR	4,978.0	5,027.5	4,609.7	4,335.4	3,584.2	3,398.4	3,429.4	3,315.9	3,117.2	3,212.8	3,623.6	4,250.6
UY->AR	1.9	2.6	1.4	0.8	-1.2	-5.7	-2.4	-0.2	2.0	5.4	5.7	3.1

Fuente: Elaboración propia con base en los resultados del estudio.

**Tabla 11. Intercambios netos mensuales entre los países, RCP4.5 (CVaR(0,1))**

Sentidos	MW medios mensuales											
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
BR->AR	89.1	94.6	70.4	15.7	38.4	57.8	16.4	-51.3	-147.4	-187.5	-184.8	-70.3
BR->UY	87.7	85.0	130.8	64.1	100.8	128.7	104.0	60.8	5.8	-32.1	-36.8	29.4
PY->AR	-1.6	0.6	9.1	10.9	19.6	14.8	42.0	121.5	314.7	497.9	512.9	283.7
PY->BR	5,157.5	5,212.9	4,886.0	4,479.5	3,611.3	3,403.3	3,464.3	3,417.6	3,341.5	3,513.0	4,032.2	4,576.3
UY->AR	2.6	3.5	2.4	0.9	-2.8	-9.2	-3.1	0.8	3.2	5.6	7.1	6.0

Fuente: Elaboración propia con base en los resultados del estudio.

**Tabla 12. Intercambios netos mensuales entre los países, RCP8.5 (CVaR(0,1))**

Sentidos	MW medios mensuales											
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
BR->AR	99.7	118.6	87.4	17.5	46.2	66.4	24.6	-43.9	-112.0	-133.2	-141.0	-40.9
BR->UY	89.7	94.9	141.6	62.9	115.1	135.2	116.7	62.3	3.8	-28.2	-25.1	41.4
PY->AR	-1.8	-0.2	6.7	8.1	15.3	13.0	39.9	111.7	277.0	425.1	461.7	247.4
PY->BR	5,217.0	5,298.1	4,981.9	4,519.6	3,636.3	3,415.3	3,486.4	3,468.0	3,480.1	3,664.6	4,162.5	4,719.8
UY->AR	3.5	3.4	4.5	1.3	-5.6	-10.1	-4.4	0.5	3.1	6.5	7.7	5.8

Fuente: Elaboración propia con base en los resultados del estudio.

## 4. Conclusiones por país, con base en los resultados del estudio

### 4.1.1. 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.

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 %) a 2030.

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, y que además Argentina disminuiría sus requerimientos de generación térmica de punta respecto del escenario base, este país podría mantener 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.

### 4.1.2. Brasil

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.

### 4.1.3. Paraguay

El impacto del cambio climático en el incremento de la demanda eléctrica debido a los mayores 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 en un contexto de una sequía muy fuerte. 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.

#### **4.1.4. 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.

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.

## 5. Consideraciones finales

Los análisis del impacto del cambio climático sobre los sistemas eléctricos en el marco del presente proyecto se han realizado bajo una óptica técnico-económica evaluando 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 sobre el posible devenir de ciertas variables cuyo sentido de la variación respecto de la línea de base sugiere que para el planeamiento sectorial en contexto de 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 hidraulicidad) 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.

## 6. Anexo

---

- Evaluación Técnico-Económica del Impacto del Cambio Climático en la Cuenca Del Río de la Plata en la Generación Eléctrica: <https://documents1.worldbank.org/curated...c5112f.pdf>
- Análisis Climático del Estudio Evaluación del Impacto del Cambio Climático en la Cuenca Del Río de la Plata en la Generación Eléctrica: <https://documents1.worldbank.org/curated/en/099625408212338939/pdf/IDU0298b2d7f0c837040d709cbe08c537932bc2a.pdf>



## 7. Referencias bibliográficas

- 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).
- 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.ncdc.noaa.gov/metadata/geportal/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)

Presidencia de la República Argentina, Resolución 1036/2021 (RESOL-2021-1036-APN-SE#MEC).

<https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/252092/20211101>

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.