



DOCUMENTO DE TRABAJO N° IDB-WP- 01524

¿Es la planificación energética consistente con los objetivos climáticos? Evaluando emisiones futuras de las centrales eléctricas en América Latina y el Caribe

Catalina Marinkovic
Adrien Vogt-Schilb

Banco Interamericano de Desarrollo
División de Cambio Climático

Diciembre 2023



¿Es la planificación energética consistente con los objetivos climáticos? Evaluando emisiones futuras de las centrales eléctricas en América Latina y el Caribe

Catalina Marinkovic
Adrien Vogt-Schilb

**Catalogación en la fuente proporcionada por la
Biblioteca Felipe Herrera del
Banco Interamericano de Desarrollo**

Marinkovic, Catalina.

¿Es la planificación energética consistente con los objetivos climáticos? Evaluando emisiones futuras de las centrales eléctricas en América Latina y el Caribe / Catalina Marinkovic, Adrien Vogt-Schilb.

p. cm. — (Documento de trabajo del BID ; 1524)

Incluye referencias bibliográficas.

1. Carbon dioxide mitigation-Latin America. 2. Carbon dioxide mitigation-Caribbean Area. 3. Climate change mitigation-Latin America. 4. Climate change mitigation-Caribbean Area. 5. Power-plants-Environmental aspects-Latin America. 6. Power-plants-Caribbean Area. 7. Natural gas-Latin America. 8. Natural gas-Caribbean Area. I. Vogt-Schilb, Adrien. II. Banco Interamericano de Desarrollo. División de Cambio Climático. III. Título. IV. Serie.

IDB-WP-1524

<http://www.iadb.org>

Copyright © 2023 Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Esta obra se encuentra sujeta a una licencia Creative Commons CC BY 3.0 IGO (<https://creativecommons.org/licenses/by/3.0/igo/legalcode>). Se deberá cumplir los términos y condiciones señalados en el enlace URL y otorgar el respectivo reconocimiento al BID.

En alcance a la sección 8 de la licencia indicada, cualquier mediación relacionada con disputas que surjan bajo esta licencia será llevada a cabo de conformidad con el Reglamento de Mediación de la OMPI. Cualquier disputa relacionada con el uso de las obras del BID que no pueda resolverse amistosamente se someterá a arbitraje de conformidad con las reglas de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil (CNUDMI). El uso del nombre del BID para cualquier fin distinto al reconocimiento respectivo y el uso del logotipo del BID, no están autorizados por esta licencia y requieren de un acuerdo de licencia adicional.

Note que el enlace URL incluye términos y condiciones que forman parte integral de esta licencia.

Las opiniones expresadas en esta obra son exclusivamente de los autores y no necesariamente reflejan el punto de vista del BID, de su Directorio Ejecutivo ni de los países que representa.



¿Es la planificación energética consistente con los objetivos climáticos? Evaluando emisiones futuras de las centrales eléctricas en América Latina y el Caribe

Catalina Marinkovic, Adrien Vogt-Schilb

Resumen

Al menos diez países de América Latina y el Caribe se han comprometido a alcanzar la carbono neutralidad, pero ¿Ha evolucionado la planificación eléctrica en la región para alcanzar estos objetivos? Comparamos la capacidad de generación eléctrica en 2023 con los planeados en 2019. Estimamos las emisiones comprometidas de las centrales eléctricas existentes y planeadas -es decir, las emisiones que resultarían de la operación normal de estas centrales durante su vida útil típica- y las comparamos con los escenarios de emisiones de generación eléctrica publicada por el IPCC. Descubrimos que la capacidad planificada de combustibles fósiles ha disminuido un 47% desde 2019, principalmente debido a la cancelación del 50% de los proyectos de carbón y del 40% de los de gas, frente a un aumento del 24% de los proyectos de energías renovables. Sin embargo, las centrales existentes en la región emitirán 6.7 GtCO₂ durante su vida útil, y si se construyen todas las centrales planeadas, añadirán 4.9 GtCO₂, totalizando 11.6 GtCO₂, superando los presupuestos medios de carbono para las trayectorias consistentes con 1.5 y 2°C del IPCC (2.3 y 4.3 GtCO₂). Las centrales de gas natural son los mayores contribuyentes a las emisiones centrales existentes (62%) y planeadas (75%) (frente al 24% y el 23% del carbón). Evaluamos estrategias de reducción de emisiones para alcanzar los presupuestos de carbono. Suponiendo que no entre en operación ninguna nueva central de carbón, que los proyectos anunciados de gas y petróleo se cancelen a la misma tasa que en los últimos cuatro años, que la vida útil de todas las centrales de combustibles fósiles se reduzca en 10 años y que todo el gas natural planeado desplace al carbón existente, las emisiones comprometidas se reducen en un 67%, cumpliendo el valor medio de presupuesto de 2 °C, pero el doble que el presupuesto medio de 1.5 °C. Nuestros resultados sugieren que, aunque se están realizando progresos, la planificación energética de la región aún no es consistente con los objetivos climáticos globales reflejados en la base de datos de escenarios del IPCC.

Palabras clave: Transición energética renovable, políticas de descarbonización, análisis de presupuestos de carbono, activos varados, escenarios climáticos de mitigación, alineación de políticas climáticas.

JEL: Q1; Q4; Q54; Q5

1. Introducción

Descarbonizar la generación eléctrica es crítica para alcanzar una economía de emisiones netas cero y estabilizar el cambio climático (Audoly et al., 2018; Azevedo et al., 2021; Bistline y Blanford, 2021; Clarke et al., 2022; DeAngelo et al., 2021). La electricidad libre de carbono puede reducir directamente las emisiones, ya que la generación de electricidad es responsable de casi el 24% de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) a nivel mundial (Dhakal et al., 2022) e indirectamente, ya que la electrificación del uso de la energía en el transporte, los edificios y el sector industrial de bajo requerimiento de calor, reduciría las emisiones de estos sectores que emiten el 40% de los GEI a nivel mundial (Dhakal et al., 2022)

A pesar del prometedor crecimiento de las energías renovables, el sector eléctrico sigue siendo la mayor fuente de crecimiento de las emisiones de gases de efecto invernadero a nivel mundial (AIE, 2023). Se están construyendo o se prevé construir en los próximos años unos 1.250 GW de capacidad de combustibles fósiles en todo el mundo, lo que supera la capacidad instalada actual de Europa y Norteamérica (Global Energy Monitor, 2022). Poner en operación esta capacidad podría poner en riesgo los objetivos climáticos.

Desde el artículo seminal de Davis & Socolow (2014) muchos estudios han comparado *las emisiones comprometidas* de las infraestructuras de generación eléctrica existentes y planeadas -es decir, las emisiones que resultarían de la operación normal de estas centrales durante su vida útil - con las estimaciones del presupuesto global de carbono. La mayoría concluye que las emisiones comprometidas de las infraestructuras de generación eléctrica existentes y propuestas a nivel mundial superan el presupuesto de carbono coherente con la limitación de la temperatura a 1.5°C (Pfeiffer et al., 2018; Tong et al., 2019). Para cumplir los objetivos de temperatura del Acuerdo de París, son necesarias reducciones significativas en el uso de las centrales y retiros anticipados de las centrales de carbón y gas (Cui et al., 2019; Shearer et al., 2020).

Al mismo tiempo, los países se están comprometiendo a descarbonizarse. Entre 2019 y julio de 2023, los países que comprenden el 88% de las emisiones mundiales y más del 92% del PIB mundial se han comprometido a alcanzar emisiones netas cero de gases de efecto invernadero (Lang et al., 2023). ¿Han dado lugar los compromisos de cero emisiones netas a cambios en la planificación de generación eléctrica?

Nos planteamos esta pregunta para el caso de América Latina y el Caribe.¹ Esta región en desarrollo tiene la matriz eléctrica más limpia del mundo, ya que cerca del 60% de su electricidad proviene de fuentes renovables (OCDE et al., 2022). La región también está

¹ Este estudio fue financiado por el Banco Interamericano de Desarrollo, un banco de desarrollo multilateral centrado en la región.

considerando cada vez más invertir en gas natural para impulsar el crecimiento económico y proporcionar seguridad energética cuando las sequías amenacen la fiabilidad de la energía hidroeléctrica (Estrada et al., 2022; Global Energy Monitor, 2022). Al mismo tiempo, al menos diez países de la región se han fijado objetivos de netos cero, la mayoría de ellos para 2050 (Lang et al., 2023). ¿Estos compromisos están influyendo en los planes de inversión del sector eléctrico?

Partimos de la base de datos Power Plant Tracker de ENERDATA (2023a), que proporciona información sobre la capacidad instalada, el tipo de combustible, la edad, el estado y el año de puesta en operación de las centrales eléctricas existentes y planeadas. Comparamos la capacidad planificada actual con los datos de 2019 de la misma base de datos, descritos en González-Mahecha et al. (2019). También evaluamos las emisiones comprometidas de las centrales eléctricas de combustibles fósiles operativas y planeadas. Por último, comparamos las emisiones comprometidas con los presupuestos de carbono que limitan el aumento de la temperatura media global a 1.5 °C y 2 °C para el sector eléctrico de América Latina y el Caribe, publicados en el Sexto Informe de Evaluación del IPCC y en el Informe Especial del IPCC sobre el Calentamiento Global de 1.5 °C (Huppmann, Rogelj, et al., 2018; Riahi et al., 2022).

Descubrimos que la planificación eléctrica de la región se está desplazando hacia las energías renovables. De 2019 a 2023, se canceló casi el 41% de la capacidad planificada de combustibles fósiles, frente a sólo el 32% de la capacidad de energías renovables. Además, la capacidad planeada de combustibles fósiles disminuyó un 47% entre 2019 y 2023, mientras que la capacidad planeada de energías renovables aumentó un 24%.

Pero nuestros resultados sugieren que la planificación eléctrica de la región podría aún no ser consistente con los objetivos de París. En nuestro escenario de referencia, descubrimos que, si se utilizan durante toda su vida útil típica, los generadores existentes de carbón, gas natural y petróleo emitirán 6.7 GtCO₂ entre 2023 y 2057, cuando el último generador cese sus operaciones. La construcción de las centrales planeadas añadiría 4.9 GtCO₂ de emisiones comprometidas, para un total de 11.6 GtCO₂. Si se comparan con la mediana de los presupuestos de carbono de la base de datos del IPCC (2.3 y 4.3 GtCO₂), estos resultados sugieren que, si se quieren alcanzar los objetivos climáticos, puede ser necesario cerrar anticipadamente entre el 36% y el 66% de las centrales eléctricas alimentadas con combustibles fósiles existentes en la región, o bien reducir la tasa de utilización de las centrales existentes para conseguir el mismo efecto.

Por último, exploramos diferentes estrategias de reducción de emisiones y realizamos un análisis de sensibilidad para evaluar cómo los factores inciertos podrían afectar a nuestros resultados. Solo uno de los escenarios que simulamos reduce las emisiones lo suficiente como para cumplir los presupuestos medios de carbono de 1.5°C o 2°C de las bases de datos del IPCC. Nuestro escenario de emisiones más bajos alcanza valores por debajo del valor

medio de 2°C: considera un futuro en el que no se añade ninguna nueva central de carbón, los proyectos de gas y petróleo se cancelan a la misma tasa de los últimos cuatro años y la vida útil de las centrales eléctricas de combustibles fósiles existentes y futuras se acorta 10 años por debajo de nuestra supuesto de referencia. En este escenario, las emisiones quedan por debajo del presupuesto medio de 2°C en sólo 0.5 GtCO₂.

Nuestros resultados deben interpretarse con cautela. La base de datos Power Plant Tracker de ENERDATA adolece de incoherencias y limitaciones. Los escenarios recogidos por el IPCC también son imperfectos. Por ejemplo, muchos escenarios asumen que la reforestación de la región desempeñará un papel importante en el cumplimiento de los objetivos globales de emisiones, lo que contradice las pruebas sobre la viabilidad de hacerlo (Dumas et al., 2022).² No obstante, nuestros resultados refuerzan conclusiones anteriores sobre la importancia de alinear la planificación de generación eléctrica y climática en la región (Bataille et al., 2020) y preparar una transición ordenada hacia un sistema energético neto cero, minimizando las consecuencias sociales y económicas de la reducción de las centrales eléctricas de combustibles fósiles (Feng et al., 2023; Quirós-Tortós et al., 2023; Saget et al., 2020; Semieniuk et al., 2022).

El resto del documento se estructura de la siguiente manera. La sección 2 presenta los métodos y los datos. La sección 3 ofrece los resultados. La sección 4 analiza dichos resultados y concluye.

2. Métodos y datos

2.1. Emisiones de carbono por generador de ENERDATA

Definimos las emisiones comprometidas como aquellas que se producirán durante la vida útil restante de un generador eléctrico que quema combustibles fósiles. Nos centramos en los generadores, definidos como dispositivos que generan energía eléctrica para su uso en un circuito externo. Una central consta de uno o más generadores. Estimamos las emisiones anuales por generador descomponiendo las emisiones de CO₂ F (tCO₂ /año) como el producto de la capacidad C (GW), la tasa de utilización E/C , donde E es la producción de electricidad (GWh/año), y la intensidad de carbono de la electricidad generada F/E (tCO₂/GWh). Asumimos que las tasas de utilización y las intensidades de carbono son constantes a lo largo del tiempo. Para aprovechar al máximo los datos disponibles, cada cantidad se calcula por país i , combustible f y estado s .

² Además, el periodo en el que nos centramos, de 2019 a 2023, estuvo marcado por la pandemia mundial. Es probable que esto haya provocado la cancelación de más centrales eléctricas de las que se habrían cancelado en otras circunstancias, pero no está claro si esto ha afectado relativamente más a las centrales eléctricas renovables o a las centrales eléctricas de combustibles fósiles.

$$F_{i,f,s} = C_{i,f,s} \times \left(\frac{E_{i,f}}{C_{i,f}} \right)_s \times \frac{F_{i,f}}{E_{i,f}}$$

Tomamos la capacidad neta de la base de datos Power Plant Tracker de ENERDATA (ENERDATA, 2023a) en febrero de 2023. La base de datos incluye detalles para cada generador: país, tipo de combustible, año de puesta en servicio, estado, capacidad neta, producción de energía, año de cierre, tipo de tecnología (para diferentes combustibles) y factores de planta. Los estados incluyen *anunciado, autorizado, proceso de licitación, en construcción, cancelado, congelado, inactivo, operativo, parado, presentado, construcción suspendida y sincronizado*. Agrupamos bajo la etiqueta "planificado" a los generadores con estados de anunciado, autorizado, presentado, proceso de licitación y en construcción. Los etiquetados como "planificados" no emiten dióxido de carbono en la actualidad, pero lo harán a partir de su fecha de puesta en operación. Agrupamos bajo la etiqueta "existente" a las unidades operativas y sincronizadas que ya emiten dióxido de carbono. Agrupamos bajo la etiqueta de "canceladas" las centrales con estados de construcción cancelada, congelada, inactiva, parada y suspendida.

La base de datos informa de 5,203 generadores basados en combustibles fósiles para América Latina y el Caribe (carbón, gas natural o petróleo), de los cuales 4,369 son generadores existentes y 287 están planeados en febrero de 2023. El Power Plant Tracker no proporciona el año de puesta en servicio de todos los generadores. Para llenar este vacío, utilizamos el año medio a nivel de país, tipo de combustible y estado de la unidad.

Registramos 6 tipos diferentes de centrales eléctricas fósiles: carbón, petróleo y 4 tecnologías de centrales de gas natural: Turbina de gas de ciclo combinado, motor de combustión, turbina de gas y vapor (Tabla 1). Añadimos el detalle de los tipos de centrales de gas porque el gas desempeña un papel predominante tanto en las centrales existentes como en las planeadas, pero las nuevas tecnologías tienen intensidades de carbono significativamente inferiores a las representadas en el parque de centrales existentes. Cada tecnología se caracteriza por una intensidad de carbono de la electricidad y una tasa de utilización. Calibramos las tasas de utilización de las centrales eléctricas existentes por país y tecnología para que coincidan con las tasas de 2019. Para las centrales eléctricas planificadas, calibramos la tasa de utilización utilizando valores medios regionales por tecnología (Tabla 1). Variamos las tasas de utilización en un análisis de sensibilidad.

Calculamos la intensidad de carbono de la electricidad producida con cada combustible y tecnología utilizando la tasa de calor (energía térmica por unidad de electricidad generada) de la planta y el factor de emisión del combustible, obtenido de la Administración de Información Energética de EE. UU. (véase la Tabla 1 y el apéndice 8.1).

El Power Plant Tracker no reporta de la producción de electricidad de todos los generadores. Reporta 184 TWh, sólo el 27% de la producción de 688TWh en 2019 comunicada en las

estadísticas nacionales (ENERDATA, 2023b) - véase el apéndice 8.2. Completamos la producción de electricidad de cada generador utilizando la generación media por país y combustible y, a continuación, escalamos la producción de todas las centrales para que coincida con lo notificado en las estadísticas nacionales, suponiendo que no hay sesgo en la notificación. En dos países, la generación obtenida de la suma de los datos del Power Plant Tracker es mayor que los datos notificados en las estadísticas nacionales. En esos casos, reducimos linealmente la producción de electricidad para ajustarla a la producción.

El Power Plant Tracker cubre 18 países de América Latina y el Caribe en la región,³ que representaron el 93% de las emisiones procedentes de la generación de eléctrica en 2019. (ENERDATA, 2023b). Creamos un agregado "resto de América Latina y el Caribe", al que asignamos, para cada combustible, la diferencia entre el total reportado para América Latina y el Caribe y la suma de las emisiones de todos los países reportados.

Luego, proyectamos las emisiones para el resto de la vida útil de cada generador. Para nuestra estimación de referencia suponemos que la vida útil de los generadores de electricidad es de 37, 35 y 32 años para el carbón, el gas natural y el petróleo siguiendo a Davis y Socolow (2014). Para los 294 generadores que funcionan actualmente más allá de esta vida útil (apéndice 8.8), asumimos una vida útil extendida de 5 años más, siguiendo a Davis & Socolow (2014). El Power Plan Tracker también informa de la edad de las centrales cerradas (tabla 1), que utilizamos en un análisis de sensibilidad.

Tabla 2 Vida útil global y regional, tasas de utilización e intensidad media de carbono de la generación de electricidad por combustible

Tipo de combustible	Tecnología	Vida media	Edad media de las centrales desmanteladas	Tasa de utilización	Intensidad de carbono (gCO ₂ /kWh)
Gas natural	Turbina de gas de ciclo combinado	35	22	59%	402
	Motor de combustión			19%	471
	Vapor			31%	548
	Turbina de gas			25%	582
Petróleo		32	21	13%	759
Carbón		37	29	47%	961

2.1. Transición de la matriz eléctrica planeada a corto plazo

Comparamos el estado de la capacidad eléctrica neta en nuestros datos de febrero de 2023 con una base de datos del Power Plant Tracker en enero de 2019 de González-Mahecha et al. (2019), por país y tipo de combustible. Coincidimos cada generador basándonos en el

³ Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, Ecuador, El Salvador, Guatemala, Jamaica, México, Panamá, Paraguay, Perú, República Dominicana, Trinidad y Tobago, Uruguay y Venezuela.

nombre de la unidad, la central y el país en las bases de datos y logramos una coincidencia superior al 97% de la capacidad para todos los estados. Calculamos las tasas de cancelación como la proporción de la capacidad total planeada en enero de 2019 que se había cancelado en febrero de 2023. Calculamos la sensibilidad de las emisiones comprometidas a las tasas de cancelación.

2.1. Presupuestos de carbono del IPCC para América Latina y el Caribe

El presupuesto de carbono representa la cantidad total de CO₂ que puede emitirse en el futuro limitando al mismo tiempo el calentamiento global a un objetivo de temperatura determinado (IPCC, 2018). Estimamos los presupuestos de carbono a partir de la base de datos de escenarios del AR6 (por sus siglas en inglés) (Byers, Edward, et al., 2022). En estos escenarios, consideramos las emisiones de carbono procedentes de la generación de electricidad en América Latina y el Caribe (región R5LAM en la base de datos).

El AR6 utiliza ocho categorías de escenarios agrupados por su probabilidad de alcanzar diferentes objetivos de temperatura (Shukla et al., 2022). Consideramos todas las vías que limitan las temperaturas entre 1.5°C y 2°C. Para calcular los presupuestos brutos de carbono, utilizamos dos variables de la base de datos del IPCC: Las emisiones de CO₂ procedentes del suministro eléctrico, que representan las emisiones netas procedentes de las emisiones del suministro eléctrico, y el secuestro de carbono separado en el suministro eléctrico procedente de la bioenergía con captura y almacenamiento de carbono (BECCS, por sus siglas en inglés), que es el componente negativo de las emisiones netas. Evaluamos las emisiones brutas de CO₂ como la suma de las emisiones netas de CO₂ procedentes del suministro eléctrico y de la captura de carbono de la BECCS. Excluimos las simulaciones que no informan del potencial de secuestro de CO₂ de las BECCS. Calculamos los presupuestos brutos de carbono como emisiones acumuladas de CO₂ para el periodo de 2023 a 2064 y los comparamos con las emisiones comprometidas.

El AR6 también clasifica los escenarios en niveles de preocupación teniendo en cuenta las dimensiones de factibilidad. De hecho, muchas vías asumen niveles profundos de eliminación de dióxido de carbono, como la CCS en centrales eléctricas de combustibles fósiles, la BECCS o la forestación (Pathak et al., 2022). Pero se ha argumentado que el potencial de estas soluciones es mucho menor de lo que suponen la mayoría de los escenarios, ya que la mayoría de los modelos tergiversan las restricciones en el uso de la tierra y las limitaciones prácticas y económicas para reequipar las centrales eléctricas de combustibles fósiles con CCS (Creutzig et al., 2021; Hanssen et al., 2022). Por ello, el IPCC menciona umbrales sobre el uso de estas soluciones para 2050 (Tabla 2). Calificamos de "factibles" los escenarios que no superan estos umbrales de nivel medio de preocupación, y de "consistentes" los que sí lo hacen.

Tabla 3 Dimensiones de factibilidad del IPCC (Guivarch et al., 2022)

Indicador	Cómputo	Umbral en 2050
Aumento de CCS fósil	Cantidad de CO ₂ capturada en un año determinado	3.8 GtCO ₂ /año
Aumento en BECCS	Cantidad de CO ₂ capturada en un año determinado	3 GtCO ₂ /año
Forestación y reforestación	Incremento porcentual decenal de la cubierta forestal	3.6 GtCO ₂ /año

En un análisis de sensibilidad, comparamos los presupuestos de carbono del AR6 con los del Informe especial del IPCC sobre el calentamiento global de 1.5°C (SR1.5) (Huppmann et al., 2018).

3. Resultados

3.1. Transición de la capacidad planeada entre 2019 y 2023

Comparamos la capacidad planificada en enero de 2019 con la capacidad operativa en febrero de 2023 para evaluar la dirección en la que está cambiando la combinación de fuentes de electricidad en América Latina y el Caribe (el apéndice 8.3 muestra los resultados de la transición regional). En 2019, la capacidad total planeada era de 364 GW, de los cuales 102 GW correspondían a centrales de combustibles fósiles (28%) y 261 GW (72%) a plantas de energías renovables. En 2023, el 35% de la capacidad planeada total se canceló (126 GW), el 13% entró en operación (46 GW,) y el 49% permaneció en estado planeado (177 GW). El 4% restante ha sido eliminado de la base de datos o carece de información actualizada sobre su estado. La figura 1 muestra la capacidad neta planeada en 2019 para 2023, por estado y tipo de energía.

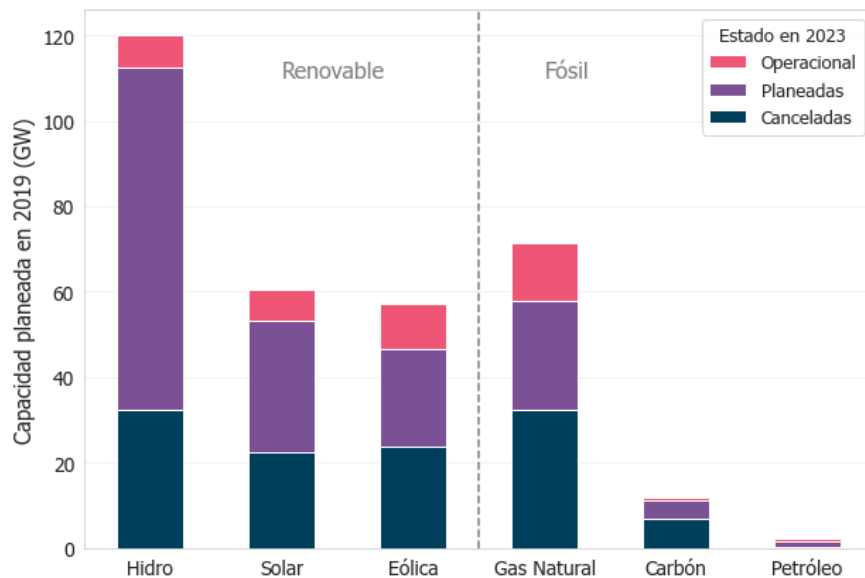


Figura 1 Capacidad planeada en 2019 por estado en 2023, por combustible.

De la capacidad de combustibles fósiles planeada en 2019 (102 GW), se ha cancelado el 41% (42 GW) para 2023. Más del 80% de la capacidad cancelada, 34 GW, proviene de Brasil, sobre todo de gas natural. Sólo el 17% (17 GW) de la capacidad de combustibles fósiles planeada en 2019 entró en operación en 2023, principalmente de gas natural (15 GW). En el caso del carbón planeado, se canceló más del 50% (7 GW), principalmente de Brasil y Chile, con 4.5 GW y 2.2 GW, respectivamente. Esta tendencia es coherente con la tendencia mundial para el carbón, con una disminución de la capacidad propuesta de más del 60% en todo el mundo entre 2016 y 2021 (Edwards et al., 2022). Aun así, República Dominicana, Brasil y Chile pusieron en operación 1.5 GW de carbón en los últimos cuatro años.

La capacidad de energía renovable planeada en América Latina y el Caribe en 2019 era de 261 GW, compuesta por energía hidroeléctrica (123 GW), energía solar (72 GW) y energía eólica (66 GW). Del total de la capacidad planificada, el 32% se había cancelado para 2023 (84 GW); el 11% entró en operación (29 GW); y el 54% sigue planificado. Del total de la capacidad planificada cancelada para energías renovables, el 39% corresponde a la energía hidroeléctrica. Brasil aporta el 82% del total de la capacidad planificada cancelada para energías renovables.

Al mismo tiempo, Brasil lidera la entrada en operación de energías renovables, añadiendo 14.6 GW, seguido de México con 7.3 GW y Chile y Argentina con 2.6 GW cada uno. En conjunto, estos países aportan el 93% de la capacidad de energía renovable que ha entrado en operación en la región.

La capacidad planeada de combustibles fósiles ha disminuido un 47% en los últimos cuatro años, de 102 GW en 2019 a 54 GW en 2023 en la región. Mientras tanto, la capacidad planificada de energías renovables ha aumentado un 24%, de 261 GW en 2019 a 324 GW en 2023. La energía eólica y solar planificada ha aumentado un 73% desde 2019, sin embargo, la capacidad hidroeléctrica planificada ha disminuido un 30% desde 2019, de 123 GW a 86 GW.

Casi todos los países están reduciendo la capacidad planeada de combustibles fósiles y aumentando las energías renovables. Pocos países aumentaron su capacidad planeada basada en combustibles fósiles con respecto a los niveles de 2019. Cuatro países (El Salvador, Jamaica, Panamá y Venezuela) siguen teniendo más de la mitad de su capacidad planificada basada en combustibles fósiles; representan sólo el 4% de la capacidad total planificada para la región. México es el país con mayor capacidad planeada a base de combustibles fósiles, con un 25% de la capacidad planeada a base de combustibles fósiles para América Latina y el Caribe; pero incluso en ese país, la capacidad planeada a base de combustibles fósiles ha disminuido en los últimos cuatro años, en un 37%.

3.2. Emisiones comprometidas de los generadores existentes y previstos.

En América Latina y el Caribe, las centrales en base a combustibles fósiles existentes comprenden 186 GW de capacidad instalada. La mayoría de las centrales eléctricas existentes son de gas natural (134 GW), seguidas de las de petróleo (18 GW) y carbón (9.6 GW). México y Argentina lideran la capacidad existente de gas natural, con 53 GW y 25 GW, respectivamente. En cuanto al petróleo, Brasil y México lideran con una capacidad operativa de 9.8 GW y 6.7 GW, respectivamente. Y México y Chile tienen la mayor capacidad operativa de carbón con 5.9 GW y 4.4 GW.

El gas natural representa el 85% de la capacidad planeada para combustibles fósiles, seguido del carbón (12%) y el petróleo (3%). México y Chile lideran la capacidad planeada para el gas natural con 13.4 GW y 6.8 GW, respectivamente. Para el carbón, Colombia y Chile tienen la mayor capacidad planificada con 4.2 GW y 0.8 GW; y para el petróleo, Chile y Brasil lideran con 0.8 GW y 0.5 GW, respectivamente.

Encontramos que la operación continua de los generadores existentes provocaría 6.7 GtCO₂ de emisiones a lo largo de su vida útil restante. (La última central existente de nuestra simulación cerraría en 2057.) La figura 2 muestra las emisiones comprometidas por país y tipo de combustible de las centrales existentes (el apéndice 8.5 muestra estos datos en una tabla). La mayoría de las emisiones comprometidas de los generadores existentes proceden del gas natural (62%), seguido del carbón (24%) y el petróleo (13%). México, Brasil y Argentina representan el 60% de las emisiones comprometidas de las centrales eléctricas existentes.

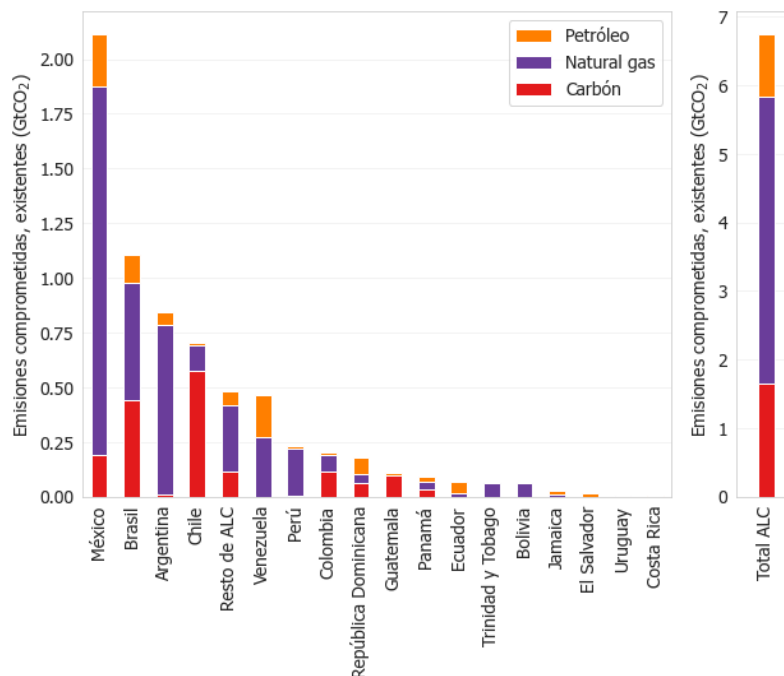


Figura 2 Emisiones comprometidas de las centrales eléctricas existentes por país y combustible (2023-2057).

Las emisiones comprometidas de las centrales eléctricas planeadas suman 4.9 GtCO₂ para 2064, cuando cesaría la operación de la última central planeada (Figura 3). La mayoría de las emisiones comprometidas de las centrales planeadas proceden del gas natural (75%), seguido del carbón (23%). Más del 58% de las emisiones comprometidas de las centrales planificadas procederían de México, Colombia y Chile, con 1.09, 1.02 y 0.7 GtCO₂, respectivamente.

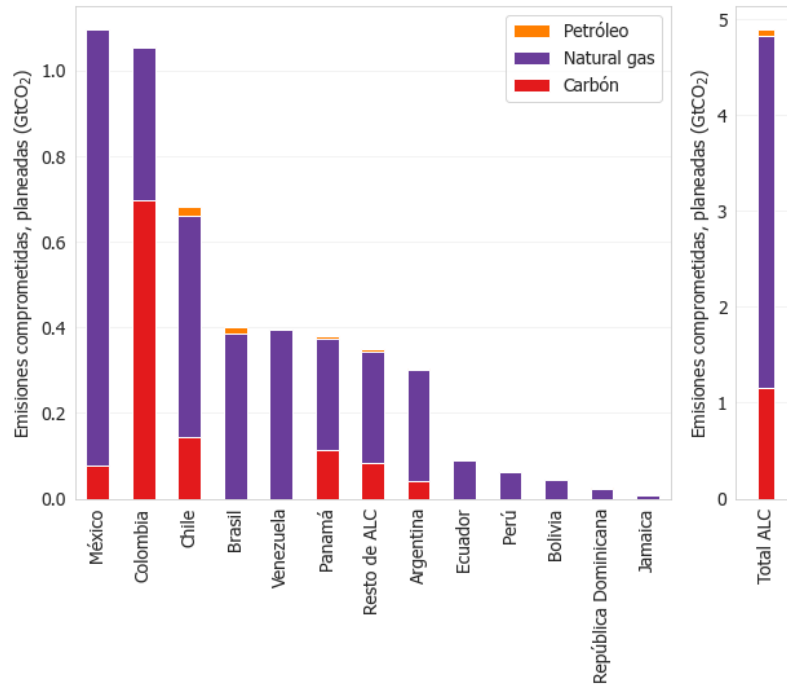


Figura 3 Emisiones comprometidas de las centrales eléctricas planeadas por país y producto (2023-2064).

Los proyectos en tramitación en Panamá y Colombia son especialmente intensivos en carbono en comparación con su matriz eléctrica actual. Si Colombia construye todas las centrales eléctricas basadas en combustibles fósiles planeadas que figuran en la base de datos Power Plant Tracker de ENERDATA (2023a), aumentarán sus emisiones comprometidas en un 521%, en relación con las emisiones de las centrales existentes. En Panamá, las emisiones comprometidas aumentarían un 433%. En Ecuador, las emisiones aumentarían más del doble (138%). En el resto de la región, las centrales planeadas aumentarían las emisiones en un 49% en comparación con las centrales existentes.

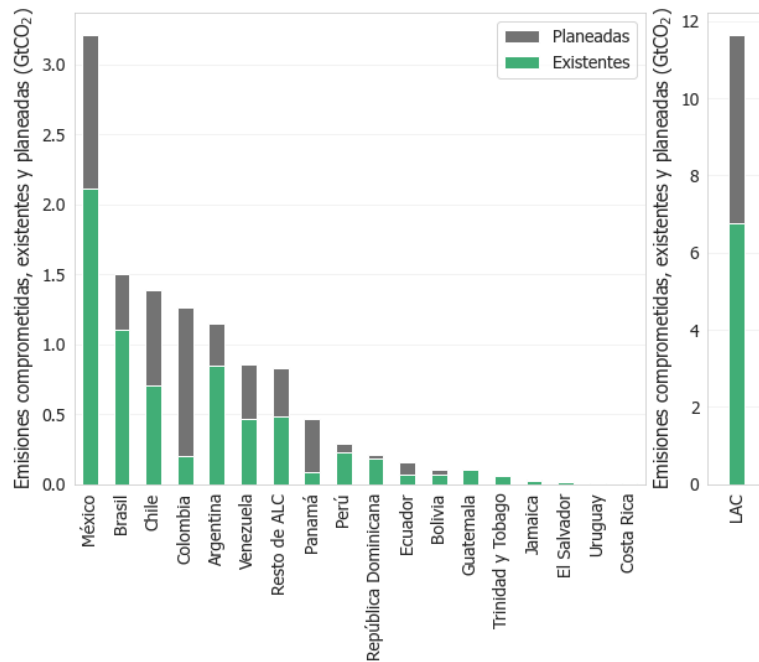


Figura 4 Emisiones comprometidas de las centrales eléctricas existentes y planeadas por país (2023-2063).

Si las centrales existentes siguen en operación y las centrales planeadas entran en operación durante el periodo de vida útil, las emisiones comprometidas ascenderían a 11.6 GtCO₂ (Figura 4). Las emisiones comprometidas provienen principalmente del gas natural (7.9 GtCO₂) seguido del carbón (2.8 GtCO₂). En términos absolutos, los países con mayores emisiones comprometidas serían México (3.2 GtCO₂), Brasil (1.5 GtCO₂) y Chile (1.4 GtCO₂).

3.3. Compatibilidad de las emisiones comprometidas con los presupuestos de carbono restantes del IPCC

La figura 5 muestra los presupuestos brutos de carbono para el sector de generación eléctrica de América Latina y el Caribe, en las trayectorias "factibles" y "consistentes" de 1.5°C y 2°C de la base de datos del AR6. Los presupuestos de carbono estimados consideran las emisiones entre 2023 y 2064, momento en el que se espera que las centrales existentes y planeadas dejen de funcionar. En los escenarios compatibles con 1.5°C, los presupuestos brutos de carbono oscilan entre -2 y 12.2 GtCO₂, con un valor medio de 2.3 GtCO₂. En los escenarios compatibles con 2°C, los presupuestos brutos de carbono oscilan entre 0.8 y 18.1 GtCO₂, con un valor medio de 4.3 GtCO₂.

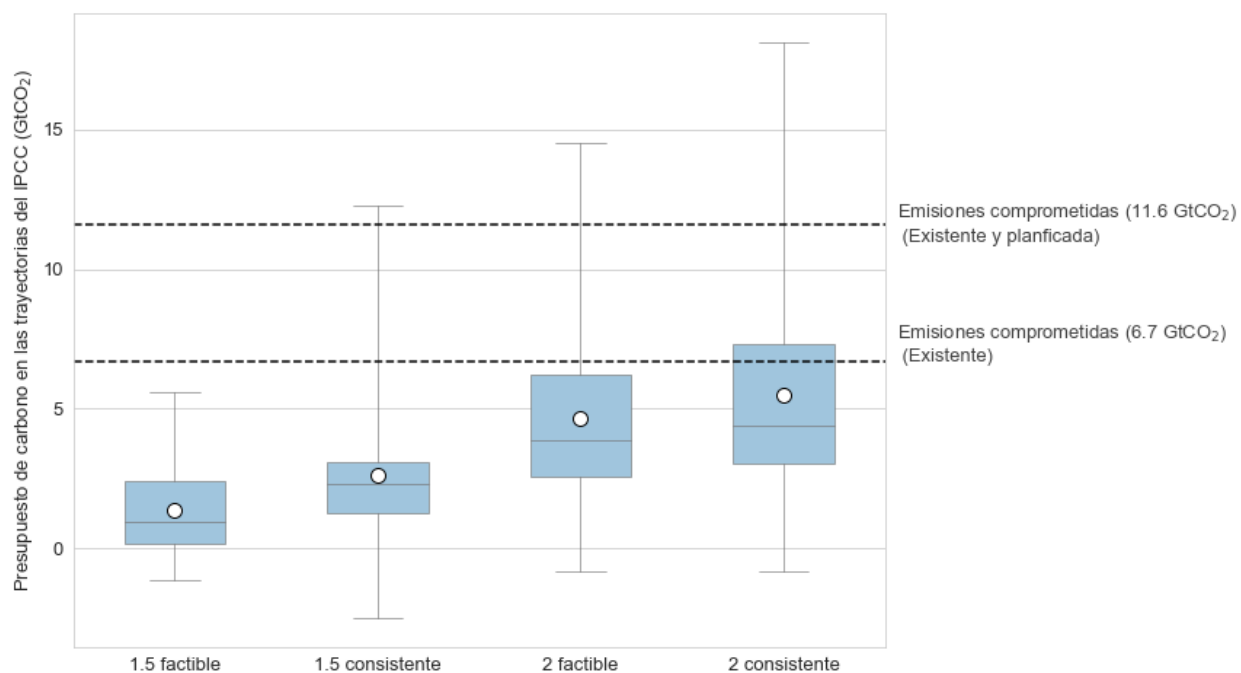


Figura 5 Rangos del presupuesto de carbono de las trayectorias de 1.5°C y 2°C del AR6 WGIII del IPCC (2023-2064). "Consistente" contiene todos los escenarios. "Factible" contiene sólo los escenarios que hacen un uso moderado de la eliminación de dióxido de carbono (sección 2.1). Las líneas discontinuas muestran las emisiones comprometidas de las centrales eléctricas existentes y planeadas. La línea central del boxplot muestra la mediana del presupuesto; los círculos blancos muestran los valores medios; el rectángulo muestra el rango intercuartílico.

La tabla 3 resume los rangos del presupuesto bruto de carbono y los valores medios para las categorías de estabilización climática. Las emisiones comprometidas de las centrales eléctricas en base a combustibles fósiles existentes (6.7 GtCO₂) se encuentran, por tanto, dentro del rango intercuartílico de los presupuestos de carbono coherentes con el objetivo de los 2 °C, dentro del presupuesto del 25% superior para las vías de 2 °C que consideran niveles medios de preocupación en el uso de CCS, la BECCS y la forestación ("2 factible"), dentro del 4% de las trayectorias para 1.5°C y quedan fuera del rango para cualquier trayectoria factible de 1.5°C en la base de datos del IPCC.

En cambio, si se construyeran todas las centrales eléctricas planeadas, las emisiones totales comprometidas (11.6 GtCO₂) quedarían fuera de los rangos de los subconjuntos factibles a 1.5 °C y del 99% de los subconjuntos consistentes a 1.5 °C, del 97% de las trayectorias factibles a 2 °C y del 93% de las trayectorias consistentes con limitar la temperatura en 2 °C de los presupuestos brutos de carbono, superando los valores medios.

Tabla 3 Estadísticas de los presupuestos de carbono del IPCC AR6 para los escenarios de 1.5°C y 2°C.

Categoría	Número de escenarios	Gama de presupuestos de carbono (GtCO ₂)	Valor medio del presupuesto bruto de carbono para	Emisiones comprometidas de las plantas existentes y planeadas) (GtCO ₂)
-----------	----------------------	------------------------------------------------------	---------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------

			2023-2064 (GtCO ₂)	
Umbral factible de 1.5°C	37	[-1.1 - 5.6]	1.05	
1.5°C consistente	165	[-2 - 12.2]	2.3	
Umbral factible de 2°C	133	[-0.8 - 14.5]	3.9	11.6
2°C consistente	351	[-0.8 - 18.1]	4.3	

Una forma de alinearse con los objetivos climáticos de 1.5°C y 2°C es evitar la construcción de nuevas centrales eléctricas alimentadas con combustibles fósiles y retirar anticipadamente las centrales existentes. Encontramos que aproximadamente entre el 36% y el 66% de las centrales existentes en América Latina y el Caribe tendrían que cerrarse prematuramente o necesitarán reducir la tasa de utilización para el mismo efecto y que se cumplan los objetivos de temperatura. Este riesgo aumentará a medida que entren en operación más centrales eléctricas basadas en combustibles fósiles, poniendo en peligro el logro de los objetivos climáticos.

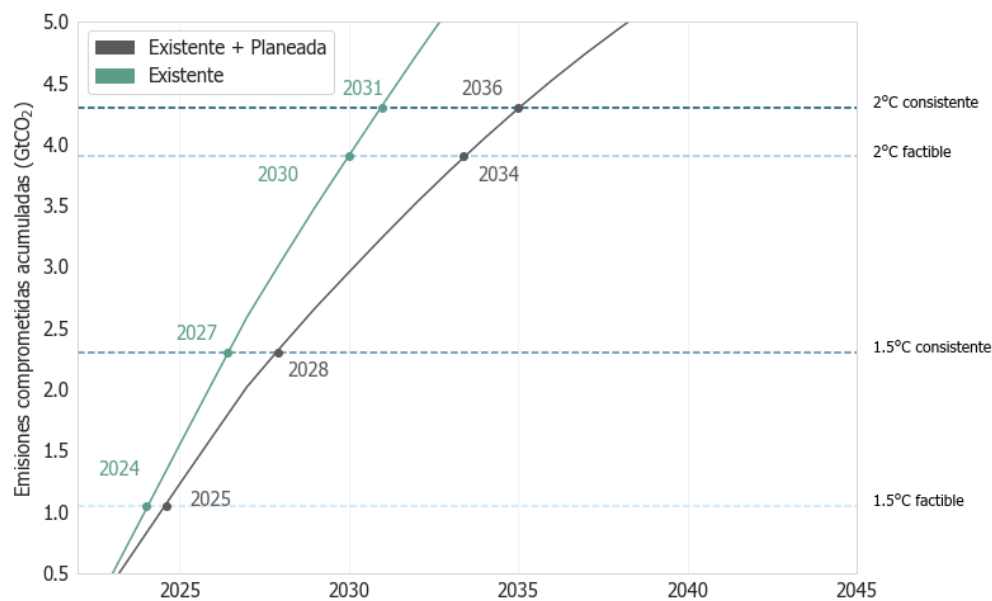


Figura 6 Emisiones comprometidas acumuladas de CO₂ en el sector eléctrico de América Latina y el Caribe con los valores medios de los presupuestos de carbono de las trayectorias de emisiones reportadas en el informe AR6 del IPCC (líneas discontinuas).

La figura 6 muestra el año en que las emisiones comprometidas alcanzarían los valores medios del presupuesto de carbono para los escenarios compatibles con 1.5 °C y 2 °C. Si no entran en operación centrales eléctricas adicionales, las centrales alimentadas con combustibles fósiles existentes deberían dejar de funcionar antes de 2028 para cumplir el presupuesto de carbono de 1.5°C.

Evaluamos cómo han cambiado las estimaciones de los presupuestos de carbono desde la publicación de la base de datos de emisiones del Informe Especial del IPCC sobre el Calentamiento Global de 1.5°C (SR1.5). Los valores medios son más elevados en el SR1.5, tanto para los subconjuntos coherentes de 1.5°C como para los de 2°C (véase el apéndice 8.5). Mientras que el 66% de las centrales eléctricas alimentadas con combustibles fósiles existentes tendrían que reducir las tasas de utilización o cerrar prematuramente para cumplir la mediana del presupuesto de 1.5 °C del AR6, sólo el 13% de las centrales existentes tendrían que cumplir el presupuesto del S.R1.5. Para las trayectorias coherentes de 2 °C, el 36% de las centrales eléctricas alimentadas con combustibles fósiles existentes correrían el riesgo de ser retiradas prematuramente para cumplir el presupuesto de carbono que calculamos a partir del AR6, frente al 13% para el presupuesto de carbono SR1.5.

3.4. Análisis de sensibilidad y opciones para reducir las futuras emisiones comprometidas.

Realizamos un análisis de sensibilidad y evaluamos estrategias de reducción de emisiones para alcanzar los objetivos climáticos (Figura 7). El escenario (a) presenta nuestros resultados de referencia. En el escenario (b), aplicamos a la capacidad planeada las mismas tasas de cancelación que las implícitas al comparar la proporción de la capacidad total planificada en 2019 que se canceló en 2023 (de la sección 3.1). El escenario (c) cancela además todas las nuevas centrales de carbón, lo que parece realista en la región.⁴ En el escenario (d), utilizamos además vidas útiles estimadas a partir de la edad de las centrales cerradas, que son unos 10 años inferiores a nuestro valor de referencia (Tabla 1). Por último, en el escenario (e) también suponemos que todas las centrales de gas nuevas desplazan la misma cantidad de generación eléctrica de carbón existente a medida que entran en operación.

⁴ Aunque el Power Plant Tracker enumera las centrales de carbón planeadas en la región, revisamos manualmente cada unidad y encontramos pruebas de que es probable que estén canceladas o se cancelen (apéndice 8.7).

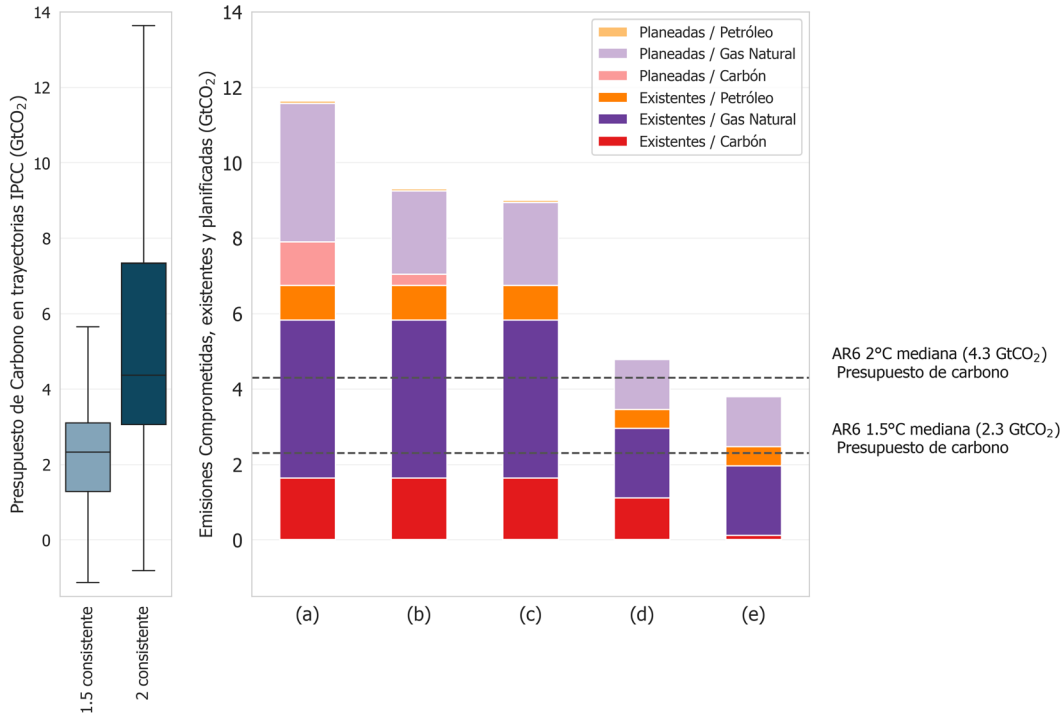


Figura 7 Análisis de sensibilidad de las emisiones comprometidas de CO₂ de las centrales eléctricas existentes y planeadas en 5 escenarios (2023-2064) y valores medios de los presupuestos de carbono en las trayectorias del IPCC de AR6. Escenario (a) Emisiones comprometidas supuestos de referencia, Escenario (b) Emisiones comprometidas considerando las tasas de cancelación, Escenario (c) Emisiones comprometidas considerando los supuestos de (b) y excluyendo las centrales de carbón planeadas, Escenario (d) Emisiones comprometidas considerando los supuestos de (c) vida útil regional, Escenario (e) Emisiones comprometidas considerando los supuestos de (d), y cierre de las centrales de carbón antiguas, a medida que entran en operación las centrales de gas natural. Las líneas discontinuas representan los valores medios de los presupuestos brutos de carbono para 1.5°C y 2°C de la generación de electricidad en América Latina y el Caribe, calculados a partir de las trayectorias de emisiones recogidas en el informe AR6 del IPCC.

Si se cancela la capacidad planificada como en los últimos cuatro años (escenario b), las emisiones comprometidas de las centrales existentes y planeadas caen a 9.3 GtCO₂, un 20% menos que nuestras estimaciones de referencia. Prohibir la implementación de nuevas centrales de carbón (c) reduciría las emisiones comprometidas a 9 GtCO₂, un 23% por debajo de nuestra estimación de referencia. Suponiendo una vida útil más corta (regional) (d) se reducen efectivamente a 4.8 GtCO₂, un 59% por debajo de nuestra estimación de referencia, y por debajo de nuestra estimación de referencia de las emisiones comprometidas de las centrales eléctricas existentes por sí solas (6.7 GtCO₂). Puede que esto no sea fácil de conseguir, ya que una fracción significativa de las centrales alimentadas con combustibles fósiles actualmente en operación superan estos periodos de vida útil (apéndice 8.8). Por último, la eliminación anticipada de centrales de carbón a medida que se construyen centrales nuevas gas natural reduce las emisiones comprometidas a 3.8 GtCO₂, un 67% por debajo de nuestra estimación de referencia.

Si se construyen todas las centrales eléctricas planeadas (escenario a), sería necesario dejar varadas el 63% y el 88% para cumplir los presupuestos medios de carbono compatibles con 2°C y 1.5°C respectivamente. Incluso en el escenario más ambicioso (e), es necesario cerrar el 47% para los 1.5°C. En 2019, González-Mahecha encontró que entre el 52% y el 55% de las centrales eléctricas planificadas y existentes tendrían que dejar de funcionar para cumplir los presupuestos medios de carbono del Informe Especial sobre 1.5 °C. Desde entonces, el IPCC ha publicado el informe AR6, con estimaciones del presupuesto de carbono mucho menores (apéndice 8.5). Esta es la razón principal por la que encontramos el riesgo más elevado del 63% al 88%, a pesar de los avances en la transición a la electricidad renovable.

4. Discusión y conclusión

América Latina y el Caribe está haciendo progreso en avanzar en la transición hacia un sistema eléctrico libre de carbono. En 2023, los combustibles fósiles representan sólo el 14% de la capacidad planeada frente al 28% en 2019.

Nuestras simulaciones constatan que las emisiones comprometidas de las centrales eléctricas existentes y planeada siguen siendo superiores a los presupuestos medios de carbono de la base de datos de escenarios del IPCC. Para reducir las emisiones más rápidamente, los planificadores de generación eléctrica de América Latina y el Caribe pueden acortar la vida operativa de las centrales eléctricas de gas natural y carbón y evitar añadir otras nuevas. Incluso si se construyen nuevas centrales de gas natural para sustituir a las centrales de carbón más viejas y sucias, comprobamos que hacerlo añadiría más emisiones comprometidas que lo que la mediana de los presupuestos de carbono de 1.5°C y alcanzaría valores levemente más bajo para los presupuestos de carbono de 2°C de los escenarios del IPCC sugiere que sería coherente con el cumplimiento de los objetivos de temperatura del Acuerdo de París.

Una interpretación de nuestros resultados es que confirman conclusiones anteriores según las cuales añadir centrales eléctricas de combustibles fósiles pone en peligro los objetivos climáticos (Achakulwisut et al., 2021). Esa conclusión sería coherente, en particular, con los reiterados hallazgos resumidos en los informes del IPCC y la CMNUCC de que los objetivos de temperatura global son extremadamente difíciles de alcanzar. Ya hemos superado los 1.1 °C, y limitar el calentamiento a 1.5 °C exigiría cambios sin precedentes en los sistemas energéticos y alimentarios a nivel mundial. Algunos lectores también encontrarán que nuestro artículo evoca la literatura que señala que se subestima el impacto climático del gas natural. Trabajos anteriores han constatado que las emisiones de metano procedentes de fugas en el sistema energético se han subestimado mucho en los últimos años (MacKay et al., 2021; Weller et al., 2020; Zavala-Araiza et al., 2021). Teniendo en cuenta las fugas de metano, la sustitución de las viejas centrales de carbón por nuevas centrales de gas puede no aportar gran cosa al cambio climático (Shearer et al., 2020).

Otra conclusión de nuestros resultados, no necesariamente contradictoria con la anterior, es que los escenarios del IPCC sólo pueden informar de forma imperfecta a los formuladores de políticas sobre cuál es un presupuesto de carbono razonable. De hecho, hacerlo es complejo, al menos por dos razones. Una es que cualquier forma de dividir un presupuesto global de carbono por regiones se parecerá inevitablemente a un ejercicio de reparto de cargas, inherentemente contingente a valoraciones subjetivas y consideraciones políticas. Esto es así incluso cuando se está formando un cuerpo creciente de pruebas que sugieren que las reducciones de emisiones pueden ser beneficiosas para los países que las emprenden - contrarrestando el punto de vista del reparto de cargas (Fazekas et al., 2022; Banco Mundial, 2023).

La segunda razón es que los presupuestos de carbono del IPCC para el sector de generación eléctrica dependen crucialmente de las suposiciones que se hagan sobre la viabilidad de la eliminación de carbono a gran escala basada en la reforestación. Mientras que los escenarios del IPCC, en cuya configuración desempeñan un papel importante los modelos energéticos del norte global, tienden a suponer que hacerlo a escala en América Latina es una fruta al alcance de la mano, los estudios centrados en la modelación del equilibrio entre los distintos usos de la tierra suelen arrojar resultados desalentadores a este respecto (Dumas et al., 2022; Searchinger et al., 2023).

En cualquier caso, sin una planeación adecuada, la transición hacia la descarbonización puede poner en peligro la seguridad eléctrica y viceversa (Afonso et al., 2021; Ramírez et al., 2020; Slameršak et al., 2022). Nuestros resultados refuerzan conclusiones anteriores sobre la importancia de alinear la planeación energética y climática y de prepararse para las consecuencias sociales y económicas de la reducción de las centrales eléctricas de combustibles fósiles (Bataille et al., 2020; Feng et al., 2023; Quirós-Tortós et al., 2023; Saget et al., 2020; Semieniuk et al., 2022).

5. Agradecimientos

Este estudio fue financiado por el programa de Trabajo Económico y Sectorial del Banco Interamericano de Desarrollo (RG-E1854). Agradecemos las valiosas opiniones y comentarios de Arturo Alarcón, Lenin Balza, José Eguiguren, Esperanza González-Mahecha, Andrés Pica y un revisor anónimo del programa ESW del BID. Todos los errores, decisiones editoriales e interpretación de los resultados son exclusivamente de los autores.

6. Declaración de disponibilidad de datos

Los datos que respaldan las conclusiones de este estudio están disponibles a través del autor correspondiente previa solicitud razonable.

7. Referencias

- Achakulwisut, P., Arond, E., Burton, L., Erickson, P., Hocquet, R., Jones, N., Lazarus, M., Cabré, M.M., van Asselt, H., Araújo, J.A.V., 2021. The Production Gap Report 2021.
- Afonso, T.L., Marques, A.C., Fuinhas, J.A., 2021. Does energy efficiency and trade openness matter for energy transition? Empirical evidence for countries in the Organization for Economic Co-operation and Development. *Environ. Dev. Sustain.* 23, 13569–13589. <https://doi.org/10.1007/s10668-021-01228-z>
- Audoly, R., Vogt-Schilb, A., Guivarch, C., Pfeiffer, A., 2018. Pathways toward zero-carbon electricity required for climate stabilization. *Appl. Energy* 225, 884–901. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.05.026>
- Azevedo, I., Bataille, C., Bistline, J., Clarke, L., Davis, S., 2021. Net-zero emissions energy systems: What we know and do not know. *Energy Clim. Change* 2, 100049. <https://doi.org/10.1016/j.egycc.2021.100049>
- Bataille, C., Waisman, H., Vogt-Schilb, A., Jaramillo, M., Delgado, R., Arguello, R., Clarke, L., Wild, T., Lallana, F., Bravo, G., Treut, G. L., Nadal, G., Godinez, G., Quirós-Tortos, J., Pereira, E., Howells, M., Buira, D., Tovilla, J., Farbes, J., ... Svensson, J. (2020). *Rutas de descarbonización profunda en América Latina: Desafíos y oportunidades*. <https://doi.org/10.18235/0002717>
- Bistline, J.E.T., Blanford, G.J., 2021. The role of the power sector in net-zero energy systems. *Energy Clim. Change* 2, 100045. <https://doi.org/10.1016/j.egycc.2021.100045>
- Byers, Edward, Krey, Volker, Kriegler, Elmar, Riahi, Keywan, Schaeffer, Roberto, Kikstra, Jarmo, Lamboll, Robin, Nicholls, Zebedee, Sandstad, Marit, Smith, Chris, van der Wijst, Kaj, Lecocq, Franck, Portugal-Pereira, Joana, Saheb, Yamina, Stromann, Anders, Winkler, Harald, Auer, Cornelia, Brutschin, Elina, Lepault, Claire, Müller-Casseres, Eduardo, Gidden, Matthew, Huppmann, Daniel, Kolp, P., Marangoni, Giacomo, Werning, Michaela, Calvin, Katherine, Guivarch, Celine, Hasegawa, Tomoko, Peters, Glen, Steinberger, Julia, Tavoni, Massimo, van Vuuren, Detlef, Al-Khourdajie, Alaa, Forster, Piers, Lewis, Jared, Meinshausen, Malte, Rogelj, Joeri, Samset, Bjorn, Skeie, Ragnhild, 2022. AR6 Scenarios Database. <https://doi.org/10.5281/ZENODO.5886911>
- Clarke, L., Wei, Y.-M., De La Vega Navarro, A., Garg, A., Hahmann, A.N., Khennas, S., Lima de Azevedo, I.M., Löschel, A., Singh, A.K., Steg, L., Strbac, G., Wada, K., 2022. Energy Systems, in: Shukla, P.R., Skea, J., Slade, R., Al Khourdajie, A., van Diemen, R., McCollum, D., Pathak, M., Some, S., Vyas, P., Fradera, R., Belkacemi, M., Hasija, A., Lisboa, G., Luz, S., Malley, J. (Eds.), *Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA, pp. 613–746. <https://doi.org/10.1017/9781009157926.008>
- Creutzig, F., Erb, K.-H., Haberl, H., Hof, C., Hunsberger, C., Roe, S., 2021. Considering sustainability thresholds for BECCS in IPCC and biodiversity assessments. *GCB Bioenergy* 13, 510–515. <https://doi.org/10.1111/gcbb.12798>
- Cui, R.Y., Hultman, N., Edwards, M.R., He, L., Sen, A., Surana, K., McJeon, H., Iyer, G., Patel, P., Yu, S., Nace, T., Shearer, C., 2019. Quantifying operational lifetimes for coal power

- plants under the Paris goals. *Nat. Commun.* 10, 4759.
<https://doi.org/10.1038/s41467-019-12618-3>
- Davis, S.J., Socolow, R.H., 2014. Commitment accounting of CO2 emissions. *Environ. Res. Lett.* 9, 084018. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/9/8/084018>
- DeAngelo, J., Azevedo, I., Bistline, J., Clarke, L., Luderer, G., Byers, E., Davis, S.J., 2021. Energy systems in scenarios at net-zero CO2 emissions. *Nat. Commun.* 12, 6096.
<https://doi.org/10.1038/s41467-021-26356-y>
- Dhakal, S., Minx, J.C., Toth, F.L., Abdel-Aziz, A., Figueroa Meza, M.J., Hubacek, K., Jonckheere, I.G.C., Kim, Y.-G., Nemet, G.F., Pachauri, S., Tan, X.C., Wiedmann, T., 2022. Emissions Trends and Drivers, in: Shukla, P.R., Skea, J., Slade, R., Al Khourdajie, A., van Diemen, R., McCollum, D., Pathak, M., Some, S., Vyas, P., Fradera, R., Belkacemi, M., Hasija, A., Lisboa, G., Luz, S., Malley, J. (Eds.), *Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA, pp. 215–294.
<https://doi.org/10.1017/9781009157926.004>
- Dumas, P., Wirsenius, S., Searchinger, T., Andrieu, N., & Vogt-Schilb, A. (2022). *Opciones de la agricultura y los cambios del uso del suelo para alcanzar cero emisiones netas en América Latina y el Caribe*. <https://doi.org/10.18235/000442>
- Edwards, M.R., Cui, R., Bindl, M., Hultman, N., Mathur, K., McJeon, H., Iyer, G., Song, J., Zhao, A., 2022. Quantifying the regional stranded asset risks from new coal plants under 1.5 °C. *Environ. Res. Lett.* 17, 024029. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/ac4ec2>
- ENERDATA, 2023a. Power Plant Tracker [WWW Document]. URL <https://www.enerdata.net/research/power-plant-database.html> (accessed 12.1.22).
- ENERDATA, 2023b. Country dashboard [WWW Document]. URL <https://www.enerdata.net/research/power-plant-database-preview.html> (accessed 12.1.22).
- Estrada, J., Rodriguez, V., Venrura, V.H., 2022. El gas natural en México: impacto de la política de autosuficiencia, seguridad y soberanía en la transición y la integración energética regional, LC/MEX/TS.2022/12. Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), Ciudad de México.
- Fazekas, A., Bataille, C., & Vogt-Schilb, A. (2022). *Prosperidad libre de carbono: Cómo los gobiernos pueden habilitar 15 transformaciones esenciales*. <https://doi.org/10.18235/0004364>
- Feng, K., Song, K., Viteri, A., Liu, Y., Vogt-Schilb, A., 2023. National and local labor impacts of coal phase-out scenarios in Chile. *J. Clean. Prod.* 414, 137399.
<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.137399>
- Global Energy Monitor, 2022. Global Gas Plant Tracker. *Glob. Energy Monit.* URL <https://globalenergymonitor.org/projects/global-gas-plant-tracker/>
- González-Mahecha, E., Lecuyer, O., Hallack, M., Bazilian, M., Vogt-Schilb, A., 2019. Committed emissions and the risk of stranded assets from power plants in Latin America and the Caribbean. *Environ. Res. Lett.* 14, 124096.
<https://doi.org/10.1088/1748-9326/ab5476>

- Guivarch, C., Kriegler, E., Joana Portugal-Pereira, V.B., Edmonds, J., Fishedick, M., Havlík, P., Jaramillo, P., Krey, V., Lecocq, F., Lucena, A.F.P., Meinshausen, M., Mirasgedis, S., O'Neill, B., Peters, G.P., Rogelj, J., Rose, S., Saheb, Y., Strbac, G., Strømman, A.H., van Vuuren, D.P., Zhou, N., 2022. Annex III: Scenarios and modelling methods, in: Shukla, P.R., Skea, J., Slade, R., Al Khourdajie, A., van Diemen, R., McCollum, D., Pathak, M., Some, S., Vyas, P., Fradera, R., Belkacemi, M., Hasija, A., Lisboa, G., Luz, S., Malley, J. (Eds.), *Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA, pp. 1841–1908. <https://doi.org/10.1017/9781009157926.022>
- Hanssen, S.V., Steinmann, Z.J.N., Daioglou, V., Čengić, M., Van Vuuren, D.P., Huijbregts, M.A.J., 2022. Global implications of crop-based bioenergy with carbon capture and storage for terrestrial vertebrate biodiversity. *GCB Bioenergy* 14, 307–321. <https://doi.org/10.1111/gcbb.12911>
- Huppmann, D., Kriegler, E., Krey, V., Riahi, K., Rogelj, J., Rose, S., Weyant, J., Bauer, N., Bertram, C., Bosetti, V., Calvin, K., Doelman, J., Drouet, L., Emmerling, J., Frank, S., Fujimori, S., Gernaat, D., Grubler, A., Guivarch, C., Haigh, M., Holz, C., Iyer, G., Kato, E., Keramidas, K., Kitous, A., Leblanc, F., Liu, J.-Y., Löffler, K., Luderer, G., Marcucci, A., McCollum, D., Mima, S., Popp, A., Sands, R., Sano, F., Strefler, J., Tsutsui, J., Van Vuuren, D., Vrontisi, Z., Wise, M., Zhang, R., 2018. *IAMC 1.5°C Scenario Explorer and Data* hosted by IIASA. <https://doi.org/10.22022/SR15/08-2018.15429>
- IEA, 2023. *CO2 Emissions in 2022* [WWW Document]. URL <https://iea.blob.core.windows.net/assets/3c8fa115-35c4-4474-b237-1b00424c8844/CO2Emissionsin2022.pdf> (accessed 8.8.23).
- IPCC, 2018. *Global Warming of 1.5°C: IPCC Special Report on impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels in context of strengthening response to climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty*, 1st ed. Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/9781009157940>
- Kanitkar, T., Mythri, A., Jayaraman, T., 2022. *Equity Assessment of Global Mitigation Pathways in the IPCC Sixth Assessment Report*. <https://doi.org/10.31219/osf.io/p46ty>
- Lang, J., Hyslop, C., Lutz, N., Short, N., Black, R., Chalkley, P., Hale, T., Hans, F., Hay, N., Niklas, H., Hsu, A., Takeshi, K., Mooldijk, S., Smith, S., 2023. *Net Zero Tracker* [WWW Document]. *Energy Clim. Intell. Unit Data-Driven EnviroLab NewClimate Inst. Oxf. Net Zero*. URL <https://zerotracker.net/> (accessed 8.11.23).
- MacKay, K., Lavoie, M., Bourlon, E., Atherton, E., O'Connell, E., Baillie, J., Fougère, C., Risk, D., 2021. Methane emissions from upstream oil and gas production in Canada are underestimated. *Sci. Rep.* 11, 8041. <https://doi.org/10.1038/s41598-021-87610-3>
- OECD, European Commission, CAF Development Bank of Latin America, Economic Commission for Latin America and the Caribbean, 2022. *Latin American Economic Outlook 2022: Towards a Green and Just Transition*, Latin American Economic Outlook. OECD, Paris. <https://doi.org/10.1787/3d5554fc-en>
- Pathak, M., Slade, R., Pichs-Madruga, R., Ürge-Vorsatz, D., Shukla, P.R., Skea, J., Abdulla, A., Al Khourdajie, A., Babiker, M., Bai, Q., Bashmakov, I.A., Bataille, C., Berndes, G.,

- Blanco, G., Cabeza, L.F., Carraro, C., Clarke, L., de Coninck, H., Creutzig, F., Dadi, D.K., Denton, F., Dhakal, S., van Diemen, R., Dubash, N.K., Garg, A., Geden, O., Grubb, M., Guivarch, C., Halsnaes, K., Jaramillo, P., Jung, T.Y., Kahn Ribeiro, S., Kılıç, Ş., Koberle, A., Kreibiehl, S., Kriegler, E., Lamb, W.F., Lecocq, F., Lwasa, S., Mahmoud, N., Masanet, E., McCollum, D., Minx, J.C., Mitchell, C., Morita, K., Mrabet, R., Nabuurs, G.-J., Newman, P., Niamir, L., Nilsson, L.J., Okereke, C., Patt, A., Portugal-Pereira, J., Rajamani, L., Reisinger, A., Riahi, K., Roy, J., Sagar, A., Saheb, Y., Schaeffer, R., Seto, K.C., Smith, P., Some, S., Sovacool, B.K., Steg, L., Tavoni, M., Toth, F.L., Vyas, P., Wei, Y.-M., Whitehead, J., Wiedmann, T., Winkler, H., 2022. Technical Summary, in: Shukla, P.R., Skea, J., Slade, R., Al Khourdajie, A., van Diemen, R., McCollum, D., Pathak, M., Some, S., Vyas, P., Fradera, R., Belkacemi, M., Hasija, A., Lisboa, G., Luz, S., Malley, J. (Eds.), *Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA, pp. 49–147. <https://doi.org/10.1017/9781009157926.002>
- Pfeiffer, A., Hepburn, C., Vogt-Schilb, A., Caldecott, B., 2018. Committed emissions from existing and planned power plants and asset stranding required to meet the Paris Agreement. *Environ. Res. Lett.* 13, 054019. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/aabc5f>
- PPCA, 2023. Members of Powering Past Coal Alliance [WWW Document]. PPCA. URL <https://poweringpastcoal.org/members/> (accessed 8.24.23).
- Quirós-Tortós, J., Víctor-Gallardo, L., Solórzano-Jiménez, S., Rodríguez-Delgado, L., Risler, O., Berigüete, R., Sbriz, G., Aybar-Mejía, M., 2023. Evaluación económica de la descarbonización del sector eléctrico en la República Dominicana. <https://doi.org/10.18235/0005118>
- Ramirez, A.D., Boero, A., Rivela, B., Melendres, A.M., Espinoza, S., Salas, D.A., 2020. Life cycle methods to analyze the environmental sustainability of electricity generation in Ecuador: Is decarbonization the right path? *Renew. Sustain. Energy Rev.* 134, 110373. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110373>
- Saget, C., Vogt-Schilb, A., & Luu, T. (2020). *El empleo en un futuro de cero emisiones netas en América Latina y el Caribe* (2020th ed.). Banco interamericano de Desarrollo. <https://doi.org/10.18235/0002509>
- Searchinger, T., Peng, L., Zions, J., Waite, R., 2023. The Global Land Squeeze: Managing the Growing Competition for Land. *World Resour. Inst.* <https://doi.org/10.46830/wriipt.20.00042>
- Secretaría Nacional de Energía, 2015. Plan Energético Nacional 2015-2050: “Panamá, el futuro que queremos” [WWW Document]. URL <https://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/cg00467.pdf> (accessed 9.7.22).
- Semieniuk, G., Holden, P.B., Mercure, J.-F., Salas, P., Pollitt, H., Jobson, K., Vercoulen, P., Chewpreecha, U., Edwards, N.R., Viñuales, J.E., 2022. Stranded fossil-fuel assets translate to major losses for investors in advanced economies. *Nat. Clim. Change* 12, 532–538. <https://doi.org/10.1038/s41558-022-01356-y>

- Shearer, C., Tong, D., Fofrich, R., Davis, S.J., 2020. Committed Emissions of the U.S. Power Sector, 2000–2018. AGU Adv. 1, e2020AV000162. <https://doi.org/10.1029/2020AV000162>
- Shukla, P.R., Skea, J., Slade, R., Al Khourdajie, A., van Diemen, R., McCollum, D., Pathak, M., Some, S., Vyas, P., Fradera, R., Belkacemi, M., Hasija, A., Lisboa, G., Luz, S., Malley, J. (Eds.), 2022. Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. <https://doi.org/10.1017/9781009157926>
- Slameršak, A., Kallis, G., Neill, D.W.O., 2022. Energy requirements and carbon emissions for a low-carbon energy transition. Nat. Commun. 13, 1–15. <https://doi.org/10.1038/s41467-022-33976-5>
- Tong, D., Zhang, Q., Zheng, Y., Caldeira, K., Shearer, C., Hong, C., Qin, Y., Davis, S.J., 2019. Committed emissions from existing energy infrastructure jeopardize 1.5 °C climate target. Nature 572, 373–377. <https://doi.org/10.1038/s41586-019-1364-3>
- Unidad de planeación Minera Energética, 2020a. PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN – TRANSMISIÓN 2020 – 2034.
- Unidad de planeación Minera Energética, 2020b. Plan Energético Nacional 2020-2050.
- Weller, Z.D., Hamburg, S.P., von Fischer, J.C., 2020. A National Estimate of Methane Leakage from Pipeline Mains in Natural Gas Local Distribution Systems. Environ. Sci. Technol. 54, 8958–8967. <https://doi.org/10.1021/acs.est.0c00437>
- World Bank, 2023. Reality Check: Lessons from 25 Policies Advancing a Low-Carbon Future. Washington, DC: World Bank. <https://doi.org/10.1596/40262>
- Zavala-Araiza, D., Omara, M., Gautam, R., Smith, M.L., Pandey, S., Aben, I., Almanza-Veloz, V., Conley, S., Houweling, S., Kort, E.A., Maasackers, J.D., Molina, L.T., Pusuluri, A., Scarpelli, T., Schwietzke, S., Shen, L., Zavala, M., Hamburg, S.P., 2021. A tale of two regions: methane emissions from oil and gas production in offshore/onshore Mexico. Environ. Res. Lett. 16, 024019. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/abceeb>

8. Información complementaria

8.1. Potencia calorífica y factor de emisión de los combustibles

	<i>Tasa de calor</i>	<i>Factor de emisión de los combustibles</i>	<i>Tasa de calor</i>	<i>Intensidad de carbono</i>
	Btu/KWh	Kilogramos CO ₂ /Mbtu	MBtu/KWh	gCO ₂ /kWh
CCGT	7600	52.91	0.0076	402
Motor de combustión GT	8900	52.91	0.0089	471
Vapor	11000	52.91	0.011	582
Petróleo	10350	52.91	0.01035	548
Carbón	10236	74.14	0.010236	759
	10002	96.1	0.010002	961

8.2. Generación basada en combustibles fósiles en 2019 (TWh)

PAÍS	PRODUCTO	PANEL POR PAÍSES	POWER PLANT TRACKER	DESAJUSTE ENTRE EL PPT Y EL CUADRO DE MANDO POR PAÍSES
ARGENTINA	Carbón	1.26	0.36959	71%
Argentina	Gas natural	91.004	76.11017	16%
Argentina	Petróleo	3.447	1.696119	51%
Bolivia	Gas natural	6.334	5.25375	17%
Bolivia	Petróleo	0.087	0.087366	0%
Brasil	Carbón	21.309	11.04505	48%
Brasil	Gas natural	60.448	23.6825	61%
Brasil	Petróleo	10.224	4.33116	58%
Chile	Carbón	28.134	12.53922	55%
Chile	Gas natural	15.865	1.992521	87%
Chile	Petróleo	1.17	0.130502	89%
Colombia	Carbón	8.162	7.22258	12%
Colombia	Gas natural	13.165	7.31066	44%
Colombia	Petróleo	2.725	0.31153	89%
Costa Rica	Petróleo	0.096	0	100%
República Dominicana	Carbón	2.515	0	100%
República Dominicana	Gas natural	5.077	0	100%
República Dominicana	Petróleo	10.325	0	100%
Ecuador	Gas natural	1.39	0.80163	42%
Ecuador	Petróleo	5.662	1.86061	67%
El Salvador	Petróleo	1.756	1.711609	3%
Guatemala	Carbón	4.063	3.072402	24%
Guatemala	Petróleo	1.628	0.395531	76%
Jamaica	Gas natural	0.936	0	100%
Jamaica	Petróleo	3.001	0	100%
México	Carbón	25.976	0	100%
México	Gas natural	193.178	0	100%
México	Petróleo	45.349	0	100%
Panamá	Carbón	1.069	0	100%
Panamá	Gas natural	2.812	2.716307	3%
Panamá	Petróleo	1.625	0.707781	56%
Paraguay	Petróleo	0.002	0	100%
Perú	Carbón	0.156	0.036149	77%
Perú	Gas natural	21.771	17.78534	18%
Perú	Petróleo	0.697	0.253361	64%
Trinidad y Tobago	Gas natural	9.148	0	100%
Trinidad y Tobago	Petróleo	0.035	0	100%
Uruguay	Gas natural	0.123	0.250293	-103%
Uruguay	Petróleo	0.163	0.023625	86%
Venezuela	Gas natural	21.298	0	100%
Venezuela	Petróleo	14.135	0	100%

8.3. Matriz de transición para el estado de la unidad de 2019 a 2023

		COMBUSTIBLES FÓSILES	Renovable	Total
Capacidad en 2019	Planificado	102.4	261.2	363.6
Situación en 2023	Planificado	36.6	140.1	176.7
	Operativo	17.2	29.1	46.3
	Cancelado	41.9	83.6	125.5

8.4. Cambios en la capacidad planeada en la matriz eléctrica por país entre 2019 y 2023

Países	Cambios en la capacidad planeada de combustibles fósiles (GW)		Capacidad planeada de energías renovables (GW)	
	$\Delta 2023-2019$	$\Delta\%$	$\Delta 2023-2019$	$\Delta\%$
Argentina	-2.0	-35%	-0.1	-1%
Bolivia	-1.0	-56%	-1.0	-8%
Brasil	-38.3	-87%	34.9	36%
Chile	-2.3	-21%	25.6	86%
Colombia	5.3	150%	14.0	87%
Costa Rica	0.0	0%	0.0	0%
República Dominicana	-0.8	-64%	0.4	166%
Ecuador	1.0	1299%	0.3	2%
El Salvador	0.0	0%	-0.2	-29%
Guatemala	0.0	0%	-0.1	-14%
Jamaica	-0.6	-85%	0.0	-61%
México	-8.4	-38%	-12.4	-42%
Panamá	-1.6	-25%	-0.2	-4%
Paraguay	0.0	0%	0.7	35%
Perú	0.0	2%	3.8	11%
Trinidad y Tobago	0.0	0%	0.1	0%
Uruguay	0.0	0%	0.1	16%
Venezuela	0.0	0%	-2.2	-73%

	Capacidad operativa de combustibles fósiles (GW)		Capacidad operativa de energías renovables (GW)	
	$\Delta 2023-2019$	$\Delta\%$	$\Delta 2023-2019$	$\Delta\%$
Argentina	2.4	9%	10.8	43%
Bolivia	1.0	57%	0.8	39%
Brasil	3.3	12%	121.7	14%
Chile	0.0	0%	10.8	46%
Colombia	0.9	18%	12.2	11%
Costa Rica	0.0	0%	2.8	0%
República Dominicana	0.4	11%	0.9	43%
Ecuador	0.1	2%	5.3	-2%

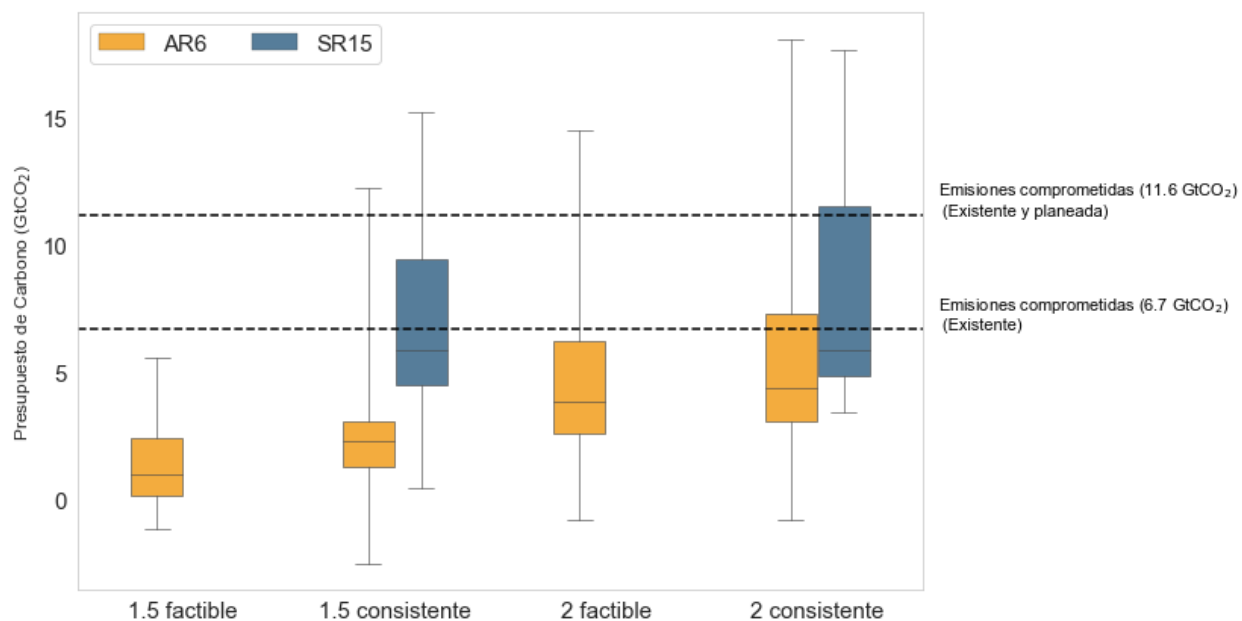
El Salvador	0.0	0%	0.7	35%
Guatemala	-0.2	-13%	1.6	10%
Jamaica	0.2	19%	0.2	19%
México	9.3	16%	20.7	51%
Panamá	-0.1	-6%	2.2	16%
Paraguay	0.0	-6%	8.8	0%
Perú	-0.4	-5%	5.6	7%
Trinidad y Tobago	0.0	1%	0.0	0%
Uruguay	0.0	0%	3.3	0%
Venezuela	0.0	0%	15.5	0%

8.5. Emisiones comprometidas de las centrales eléctricas operativas y planeada por país.

<i>País</i>	<i>Planta / Combustible</i>	<i>Emisiones comprometidas (MtCO₂)</i>
<i>Argentina</i>	Planificado / Petróleo	0.522708
<i>Argentina</i>	Existente / Carbón	9.688817
<i>Argentina</i>	Planificado / Carbón	39.89303
<i>Argentina</i>	Existente / Petróleo	57.09077
<i>Argentina</i>	Planificado / Gas natural	262.1914
<i>Argentina</i>	Existente / Gas natural	776.3205
<i>Bolivia</i>	Existente / Petróleo	1.099286
<i>Bolivia</i>	Planificado / Gas natural	42.54021
<i>Bolivia</i>	Existente / Gas natural	62.50635
<i>Brasil</i>	Planificado / Petróleo	17.10692
<i>Brasil</i>	Existente / Petróleo	129.0672
<i>Brasil</i>	Planificado / Gas natural	384.516
<i>Brasil</i>	Existente / Carbón	441.4193
<i>Brasil</i>	Existente / Gas natural	533.0842
<i>Chile</i>	Existente / Petróleo	15.46695
<i>Chile</i>	Planificado / Petróleo	22.07983
<i>Chile</i>	Existente / Gas natural	111.6985
<i>Chile</i>	Planificado / Carbón	142.95
<i>Chile</i>	Planificado / Gas natural	517.8541
<i>Chile</i>	Existente / Carbón	576.7757
<i>Colombia</i>	Planificado / Petróleo	2.786686
<i>Colombia</i>	Existente / Petróleo	11.07239
<i>Colombia</i>	Existente / Gas natural	79.03656
<i>Colombia</i>	Existente / Carbón	112.7843
<i>Colombia</i>	Planificado / Gas natural	355.5628
<i>Colombia</i>	Planificado / Carbón	698.1114
<i>Costa Rica</i>	Existente / Petróleo	0.872387
<i>República Dominicana</i>	Planificado / Petróleo	4.900386
<i>República Dominicana</i>	Planificado / Gas natural	21.77131
<i>República Dominicana</i>	Existente / Gas natural	41.54346

<i>República Dominicana</i>	Existente / Carbón	61.21211
<i>República Dominicana</i>	Existente / Petróleo	77.55372
<i>Ecuador</i>	Existente / Gas natural	12.25373
<i>Ecuador</i>	Existente / Petróleo	52.1891
<i>Ecuador</i>	Planificado / Gas natural	89.15478
<i>El Salvador</i>	Existente / Petróleo	13.75369
<i>Guatemala</i>	Existente / Petróleo	11.19395
<i>Guatemala</i>	Existente / Carbón	94.68601
<i>Jamaica</i>	Existente / Gas natural	7.600137
<i>Jamaica</i>	Planificado / Gas natural	7.781383
<i>Jamaica</i>	Existente / Petróleo	17.0248
<i>México</i>	Planificado / Petróleo	0.032669
<i>México</i>	Planificado / Carbón	76.54476
<i>México</i>	Existente / Carbón	191.4543
<i>México</i>	Existente / Petróleo	237.6758
<i>México</i>	Planificado / Gas natural	1018.78
<i>México</i>	Existente / Gas natural	1684.348
<i>Panamá</i>	Planificado / Petróleo	8.986329
<i>Panamá</i>	Existente / Petróleo	21.15933
<i>Panamá</i>	Existente / Carbón	32.88046
<i>Panamá</i>	Existente / Gas natural	33.92251
<i>Panamá</i>	Planificado / Carbón	113.0303
<i>Panamá</i>	Planificado / Gas natural	258.9065
<i>Perú</i>	Existente / Carbón	1.799352
<i>Perú</i>	Existente / Petróleo	10.82037
<i>Perú</i>	Planificado / Gas natural	60.87252
<i>Perú</i>	Existente / Gas natural	216.6469
<i>Resto de ALC</i>	Planificado / Petróleo	4.323559
<i>Resto de ALC</i>	Existente / Petróleo	65.2593
<i>Resto de ALC</i>	Planificado / Carbón	82.04297
<i>Resto de ALC</i>	Existente / Carbón	116.6963
<i>Resto de ALC</i>	Planificado / Gas natural	261.7414
<i>Resto de ALC</i>	Existente / Gas natural	298.0365
<i>Trinidad y Tobago</i>	Existente / Gas natural	59.24806
<i>Uruguay</i>	Existente / Gas natural	1.645541
<i>Uruguay</i>	Existente / Petróleo	2.221846
<i>Venezuela</i>	Existente / Petróleo	193.268
<i>Venezuela</i>	Existente / Gas natural	269.0453
<i>Venezuela</i>	Planificado / Gas natural	395.3762

8.6. Presupuestos de carbono en diferentes escenarios y bases de datos del IPCC



8.7. Tasas de cancelación de la capacidad planeada (entre 2019 y 2023)

Producto	Estado	País	% de la capacidad planeada para 2019 cancelada
Carbón	Anunciado	Chile	100%
Carbón	Autorizado	Brasil	100%
Carbón	Autorizado	Chile	60%
Carbón	Autorizado	Panamá	55%
Carbón	Proceso de licitación	Brasil	100%
Gas natural	Anunciado	Brasil	100%
Gas natural	Anunciado	México	36%
Gas natural	Autorizado	Brasil	3%
Gas natural	Autorizado	Jamaica	100%
Gas natural	Autorizado	México	12%
Gas natural	Proceso de licitación	Brasil	89%
Gas natural	En construcción	México	7%
Petróleo	Autorizado	Brasil	1%
Petróleo	Autorizado	Panamá	25%
Petróleo	Proceso de licitación	Brasil	100%
Petróleo	En construcción	Brasil	6%

8.8. Países con carbón planificado incluidos en el Rastreador de centrales eléctricas.

Chile: Miembro de la Alianza Powering Past Coal (PPCA, 2023) y ha emitido un plan de respaldo gubernamental para cerrar todas las centrales eléctricas existentes (Feng et al., 2023).

Colombia: El plan de expansión 2021-2034 no contempla las centrales térmicas de carbón (Unidad de planeación Minera Energética, 2020a). El gobierno se comprometió a alcanzar las emisiones netas cero para 2050, y el ministerio de energía consideró que esto requiere cerrar todas las centrales termoeléctricas para 2035 (Unidad de planeación Minera Energética, 2020b)

El Salvador: Miembro de la Alianza Powering Past Coal (PPCA, 2023)

México: Miembro de Powering Past Coal Alliance (PPCA, 2023)

Panamá: Un estudio indica que en el escenario alternativo (al que aspira llegar), se espera una capacidad instalada de carbón de 200MW, y actualmente cuenta con 420MW, por lo que debería disminuir (Secretaría Nacional de Energía, 2015). En el plan de expansión se menciona a Central Carbonera como posible instalación de la planta después de 2033.

8.9. Fracción de existencia a cierta edad de centrales eléctricas existentes por tipo de combustible de Power Plant Tracker

Fracción de existencia a cierta edad de las centrales eléctricas existentes por tipo de combustible de Power Plant Tracker. Las líneas discontinuas indican la vida útil media para la región a partir de las centrales retiradas. Los puntos indican el porcentaje de centrales por encima de la vida útil estimada para la región.

