

Energías renovadas

Transición energética justa
para el desarrollo sostenible

Resumen ejecutivo



Título

Reporte de Economía y Desarrollo (RED) 2024

Energías renovadas: una transición energética justa para el desarrollo sostenible

Resumen ejecutivo

Depósito Legal: DC2024000733

ISBN: 978-980-422-317-4

Editor CAF

Dirección de Investigaciones Socioeconómicas-Gerencia de Conocimiento.

Dirección de Comunicación Estratégica.

Diseño gráfico

Estudio Bilder / Buenos Aires

Fotografías

Imágenes de algunos proyectos modelo de transición energética justa en la región con inversión de CAF

Parque fotovoltaico, desierto de Atacama, Chile ©GCuenca

Parque eólico "Talas de Maciel II", Cerro Colorado, Uruguay ©CAF

Metro de Lima (líneas 1-2), Perú ©CAF

Gasoducto de Integración Federal Tío Pujio – La Carlota, obra complementaria del gasoducto Néstor Kirchner, Córdoba, Argentina ©ENARSA

Imagen de niño con lámpara. Consumo doméstico de energías tradicionales. iStock by Getty Images

Esta y otras publicaciones digitales disponibles en scioteca.caf.com

© CAF-banco de desarrollo de América Latina y el Caribe- 2024

Las ideas y los planteamientos contenidos en la presente edición son de exclusiva responsabilidad de sus autores y no comprometen la posición oficial de CAF.

Los términos empleados y la presentación de los datos que en ella aparecen no implican toma alguna de posición por parte de CAF en cuanto al estatuto jurídico de los países, territorios, ciudades o regiones ni respecto de sus autoridades, fronteras o límites.

Acceso abierto bajo la licencia Creative Commons Atribución-NoComercial-SinDerivar 4.0 Internacional (CC-BY-NC-ND 4.0). Para ver una copia de esta licencia, visite <https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>



Parte I

Desarrollo económico en tiempos de transición energética

El desarrollo económico durante el siglo XX y la necesidad de una nueva transición energética

Es innegable el desarrollo económico logrado durante el siglo XX. En los últimos 80 años, el producto por habitante a nivel mundial se ha casi quintuplicado. Lamentablemente, las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) se han multiplicado por siete debido a este crecimiento formidable del ingreso por habitante y al aumento de la población.



En los últimos 80 años, el producto por habitante a nivel mundial se ha casi quintuplicado. Lamentablemente, las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) se han multiplicado por siete debido a este crecimiento del ingreso por habitante y al aumento de la población

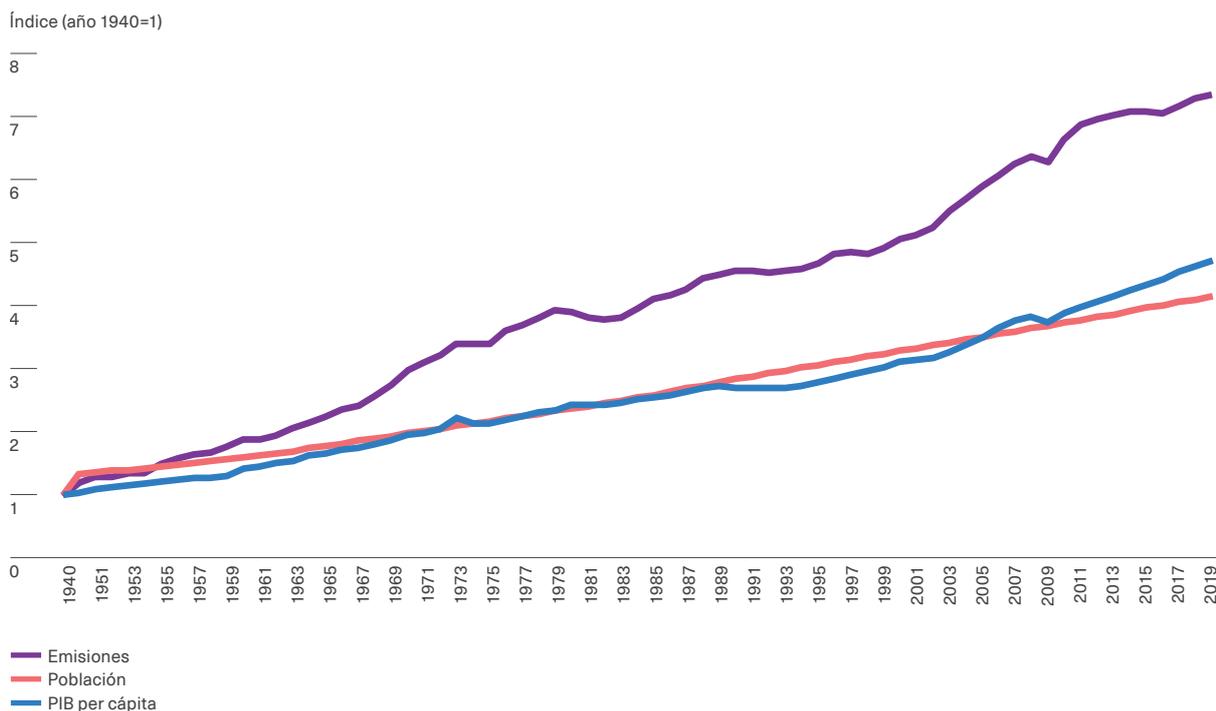
El consumo de energía, fundamentalmente de origen fósil, está en el centro de este fenómeno de crecimiento con más emisiones. Desde 1850, la actividad humana ha causado la emisión de más de 2.300 gigatoneladas de dióxido de carbono (CO₂), de las cuales, el 68 % provinieron del uso de energía generada por fuentes fósiles.

Esta dinámica es insostenible. La evidencia científica apunta a que la acumulación excesiva de GEI de origen antropogénico es la causa del calentamiento global y que, a los ritmos actuales de emisiones, quedan un poco más de 28 años para limitar el incremento de la temperatura en 2 grados Celsius (°C) con respecto a la era preindustrial o apenas 9 años para el umbral de 1,5 °C. Las metas ambientales globales precisan, por lo tanto, una transición energética que contribuya a reducir las emisiones¹. En este contexto, dicha transición emerge como un imperativo global para abordar la crisis ambiental y garantizar un desarrollo sostenible.

¹ El umbral de 2 °C es considerado por los científicos como una suerte de punto de no retorno (*tipping point*) a partir del cual existen altos riesgos de daños masivos e irreversibles a escala mundial. Sin embargo, los efectos del calentamiento global ya han empezado a sentirse, incrementándose, por ejemplo, la frecuencia y severidad de eventos climáticos extremos, con costos económicos y sociales importantes.

Gráfico 1

Evolución de la población, el PIB per cápita y las emisiones mundiales de CO₂



Fuente: Elaboración propia con base en Banco Mundial (2023a, 2023c), Bolt y van Zanden (2020) y Friedlingstein et al. (2022).

Ciertamente, el mundo desarrollado ha tenido una mayor responsabilidad en estas emisiones históricas, puesto que ha contribuido con el 45 % de las mismas. En contraste, las de América Latina y el Caribe (ALyC) explican solo el 11 %. Si bien esto es relevante a la hora de introducir elementos de justicia en las responsabilidades vinculadas a la disminución de las emisiones, no exige a ningún país o región de realizar esfuerzos para limitar los GEI liberados y frenar el aumento de las temperaturas. El 75 % de las emisiones actuales vienen de países de ingresos medios y bajos; por ello, la adopción de medidas en esa dirección exclusivamente por el mundo desarrollado sería insuficiente.



El mundo desarrollado ha tenido una mayor responsabilidad en las emisiones históricas, puesto que su contribución representa el 45 % del total. En contraste, las de América Latina y el Caribe explican solo el 11 %

Este panorama apremiante ha logrado un importante consenso mundial en torno a la necesidad de reducir considerablemente las emisiones de GEI, especialmente las originadas en el consumo de energía. El Acuerdo de París de 2015 constituye un hito destacable para dar una respuesta mancomunada a la crisis climática. Su principal logro ha sido la gran adhesión, puesto que 196 países se han sumado a este tratado, de los cuales 33 son de América Latina y el Caribe.

Bajo el Acuerdo de París, cada país se comprometió a establecer, en función de sus circunstancias y capacidades, metas de mitigación para reducir las emisiones de GEI y metas de adaptación a los impactos producidos por el cambio climático. Estos compromisos se describen en las contribuciones determinadas a nivel nacional (CDN).

La revisión de las CDN más recientes señala que América Latina y el Caribe ha aceptado reducir sus emisiones para 2030 alrededor del 11 % con relación a 2020. Esta disminución es superior a la asumida a nivel global (menos del 1 %), pero inferior a la de América del Norte o la Unión Europea, que alcanzan el 37 % y 29 %, respectivamente (cuadro 1). No

obstante, este recorte de las emisiones contempla esfuerzos de mitigación comparables entre América Latina y el Caribe y el mundo desarrollado si se consideran las tasas de crecimiento poblacional y un cierre de las brechas del PIB per cápita existente entre ambos.

Específicamente, dado el crecimiento demográfico previsto, si el PIB per cápita de América Latina y el Caribe crece un 4 % anual, la región debe reducir sus emisiones por PIB alrededor del 5,5 % anual, un valor similar al recorte que tiene que hacer la Unión Europea en esta variable si esta región crece un 2 % (5,24 %).

Cuadro 1
Compromisos de emisiones establecidos en las CDN

Región	Cantidad de países ^{a/}	Variación emisiones GEI 2010-2020 (porcentaje)	Emisiones GEI 2020 (MtCO ₂ e) ^{b/}	Emisiones GEI 2030-CDN (MtCO ₂ e) ^{c/}	Variación emisiones GEI 2020-2030 (porcentaje)
África	37	19,2	3.023	3.805	25,9
América del Norte	2	-14,7	6.021	3.766	-37,4
América Latina y el Caribe	21	-15,5	3.293	2.952	-10,8
Asia (sin China e India)	19	19,5	5.598	6.081	8,6
China	1	24,4	12.296	12.804	4,1
India	1	22,7	3.167	3.910	23,5
Oceanía	6	3,1	703	390	-44,6
Unión Europea	27	-20,1	2.957	2.085	-29,5
Resto Europa	19	4,9	2.750	3.927	42,8
Total	133	5,7	39.807	39.720	-0,3

Nota: El cuadro presenta una medida de la ambición de las CDN a nivel regional. a/ Los valores por región se obtuvieron a partir de la agregación de una muestra de países. b/ El nivel de emisiones netas en 2020 incluye los mismos sectores contemplados en la meta declarada por cada país en su CDN para 2030. c/ Las emisiones netas de GEI para 2030 fueron estimadas aplicando la meta de mitigación al nivel de emisiones base declarado (en año de referencia o en un escenario sin cambios [BAU, por sus siglas en inglés]). Se consideran las emisiones de los sectores incluidos en la meta y, para los países que no especifican los sectores, se asume que la meta contempla a todos los sectores (incluido el de uso de la tierra, cambio en el uso de la tierra y silvicultura [UTCUTS]). El apéndice del capítulo 1 (disponible en línea) ofrece más detalles sobre la metodología empleada en las estimaciones y los países incluidos en cada región.

Fuente: Elaboración propia con base en Brasiolo et al. (2023), Climate Analytics and New Climate Institute (2023), Climate Watch (2023b, 2023a), Hattori et al. (2022) y Secretaría de la CMNUCC (2023).

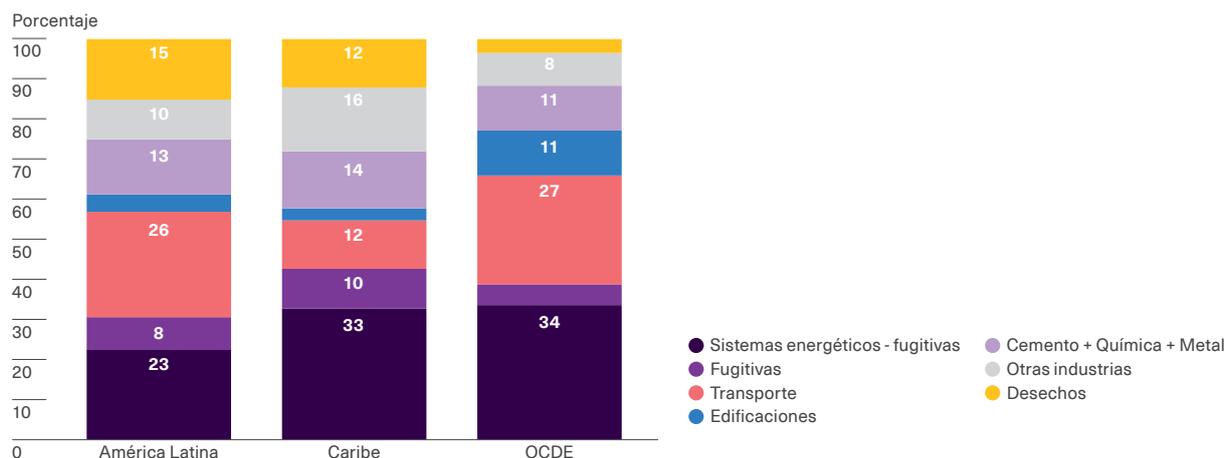
El perfil de las emisiones de la región

A nivel global, casi el 80 % de las emisiones de GEI provienen del consumo de energía fósil y de los procesos industriales (CFPI), mientras que un poco más del 20 % procede del sector agropecuario, la silvicultura y otros usos de la tierra (ASOUT). En América Latina, las cosas cambian. En 2019, alrededor de 65 % de las emisiones de esa región provenían del sector ASOUT, un valor mucho más significativo que el 14 % del Caribe o el 8 % en los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE)². Esto implica, que en algunos países de la región se deben llevar a cabo simultáneamente esfuerzos para la mitigación en el área energética y en el componente ASOUT.

La desagregación de las emisiones por CFPI, mucho más cercanas al consumo de energía, permite sacar varias conclusiones (ver el gráfico 2). La primera es que las emisiones vinculadas a edificaciones, aunque no despreciables, son relativamente modestas en todas las regiones, incluso en los países de la OCDE, donde su importancia es mayor debido a sus mayores necesidades de calefacción. Respecto a las emisiones fugitivas relacionadas con la producción de energía, si bien también relativamente modestas, son considerablemente mayores en la región que en los países de la OCDE, lo que podría indicar que existen espacios para reducirlas. Algo similar podría decirse del manejo de desperdicios, que representa el 15 % de las emisiones por CFPI en América Latina, el 12 % en el Caribe y solo el 3 % en los países de la OCDE.

Gráfico 2

Emisiones totales provenientes de CFPI desagregadas por sectores en 2019



Nota: Los componentes de las emisiones por CFPI se describen en el cuadro A.1.3 del apéndice del capítulo 1 (disponible en línea), donde también se puede consultar la lista de países que integran cada grupo.

Fuente: Elaboración propia con base en Minx et al. (2021).

² La importancia de este componente ha estado cayendo notablemente en la región.

Quizás lo más destacable es el protagonismo de los sectores de sistemas energéticos³ (sin contar las emisiones fugitivas), transporte e industria. En América Latina, el transporte lidera el ordenamiento, siendo responsable de un 26 % de las emisiones por CFPI; por su parte, la industria es responsable de casi un 24 % y los sistemas energéticos, de casi el 23 %. La relativamente amplia presencia de fuentes

hidroeléctricas podría estar detrás de la menor contribución de este rubro a las emisiones en América Latina. En el Caribe, donde hay más presencia fósil en la matriz eléctrica, el rubro de sistemas energéticos lidera el ordenamiento, con un 33 % de las emisiones por CFPI, valor similar al de la OCDE. En el Caribe, las industrias son responsables del 30 % y el transporte, del 12 %.

Los viejos problemas del desarrollo y la necesidad de una transición justa

Además de sus compromisos ambientales, la región debe atender desafíos estructurales de larga data. Dos de los más evidentes son la brecha de ingreso por habitante con el mundo desarrollado, por un lado, y la pobreza y desigualdad, por el otro.

Durante las últimas décadas, el PIB per cápita de la región se ha mantenido un 30 % por debajo del de Estados Unidos. El bajo producto se asocia a la baja productividad y esta, a su vez, se vincula con un exceso de empresas pequeñas, informales y con bajo capital físico, humano y organizacional. ¿Qué implicaciones tiene esto para la transición energética?

Quizás lo más evidente es que la región debe lograr un crecimiento económico superior al de los países desarrollados para cerrar la brecha. Ello, junto con el crecimiento poblacional, pone presión sobre los esfuerzos de mitigación para cumplir con determinada meta de emisiones. Las ganancias de productividad son la clave para lograr este crecimiento, pero además pueden favorecer una reducción de emisiones. Por un lado, una mayor productividad de las empresas se traduce en un mayor producto por unidad de energía, reduciendo el impacto ambiental del crecimiento. Por el otro lado, la evidencia apunta a que, a nivel de empresas, la productividad se correlaciona positivamente con los niveles de eficiencia energética, abriendo la posibilidad para que políticas

que mejoren la asignación de recursos entre empresas incrementen la productividad y el producto de la economía, al tiempo que reducen la intensidad energética y las emisiones.



Además de sus compromisos ambientales, la región debe atender desafíos estructurales de larga data: cerrar la brecha de ingreso con el mundo desarrollado y reducir la pobreza y la desigualdad

Por otra parte, la transición energética demanda a las empresas de la región procesos transformacionales, lo que requiere de estas unas capacidades internas que pueden no estar presentes en muchas de ellas, así como un buen entorno empresarial.

Los países de América Latina y el Caribe no solo tienen un ingreso por habitante relativamente bajo, sino también una distribución del ingreso muy inequitativa. En efecto, la región es de las más desiguales del mundo y aún presenta elevados niveles de pobreza. En promedio, en América Latina 1 de cada 3 personas es pobre y 12 de cada 100 viven en la pobreza extrema (CEPAL, 2022).

³ Las emisiones de los sistemas energéticos normalmente incluyen las provenientes de la electricidad y calefacción, emisiones fugitivas de petróleo y gas, refinamiento de petróleo y otros (ver el cuadro A.1.3 incluido en el apéndice del capítulo 1, disponible en línea). Sin embargo, en el gráfico 2 se separan las emisiones fugitivas de las emisiones energéticas para destacar su importancia relativa en la región.

Los niveles de pobreza y vulnerabilidad de importantes sectores de la población demandan protección frente a los fuertes cambios distributivos que pueda generar la transición energética y son en sí mismos un desafío. Además, imponen a los hogares restricciones a la adopción de tecnologías limpias o eficientes energéticamente.

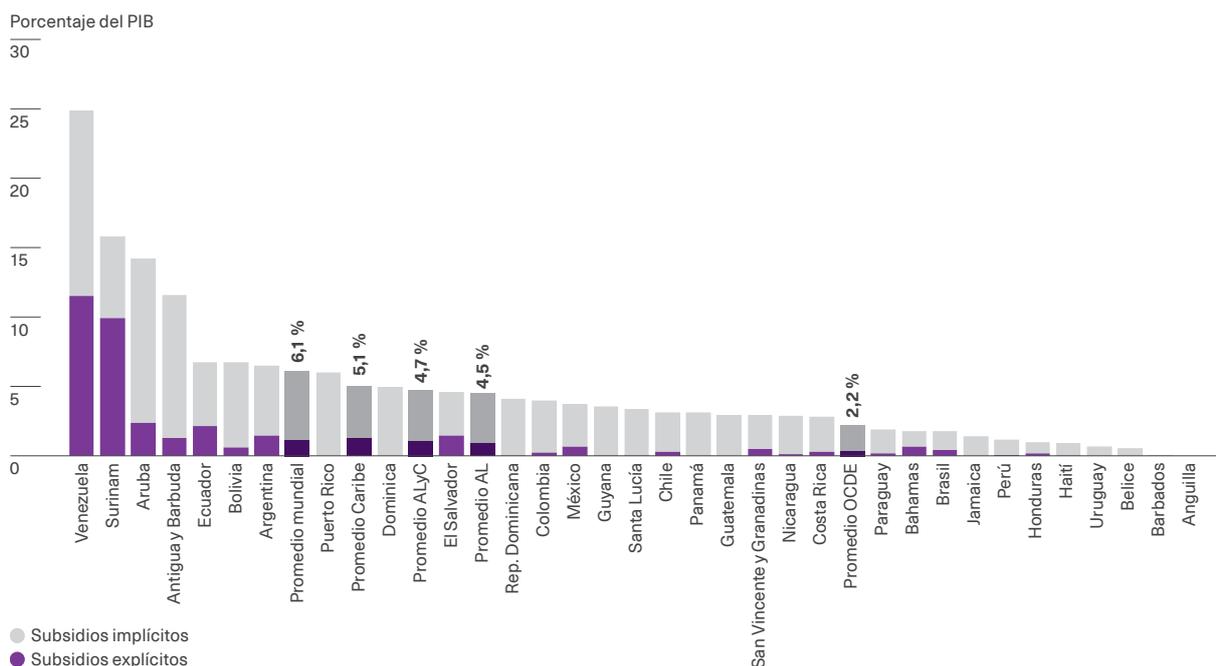
En el plano energético, la región también enfrenta desafíos preexistentes. En primer lugar, aún persisten problemas focalizados de acceso a fuentes de energía de calidad, a pesar de los grandes avances logrados. Por ejemplo, al menos el 40 % de la población rural de Colombia, Honduras, México, Nicaragua, Paraguay y Perú todavía cocinan con leña. En segundo lugar, existen desafíos en materia de confiabilidad del suministro energético. Por ejemplo, según datos de la Encuesta a Empresas del Banco Mundial (WBES,

por sus siglas en inglés), casi el 60 % de las empresas manufactureras declaran haber tenido dos interrupciones del servicio eléctrico por mes, de aproximadamente tres horas. Por este panorama, una de cada tres empresas de la región considera los problemas en el suministro de electricidad un obstáculo principal. Esa cifra es 40 % superior al de la región de Europa y Asia central.

Finalmente, otra característica de los mercados energéticos de la región que vale la pena resaltar es la presencia de subsidios a la energía. Estos equivalen al 4,7 % del PIB, cifra que más que duplica los valores de los países más desarrollados (en torno al 2,2 %) (gráfico 3). La existencia de estos subsidios puede promover una alta demanda de combustibles fósiles, con su consecuente impacto en las emisiones.

Gráfico 3

Subsidios a combustibles fósiles como proporción del PIB en países seleccionados en 2022



Nota: Los subsidios explícitos reflejan el cobro por debajo de los costos de suministro, mientras que los subsidios implícitos adicionan el cobro por debajo de los costos ambientales, de congestión, así como los impuestos al consumo no percibidos.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del FMI (2021).

Para la región, la transición energética no puede ocurrir de espaldas a estas realidades. Su desarrollo sostenible implica ciertamente reducir las emisiones de GEI de origen energético para tener un planeta más sostenible (justicia entre generaciones) y, a la

vez, cerrar las brechas de ingreso per cápita existente con el mundo desarrollado (justicia entre países) y reducir las desigualdades sociales y energéticas (justicia entre ciudadanos).

Anatomía del desacople: un marco conceptual

A diferencia de los países que se desarrollaron en el siglo XX, América Latina y el Caribe debe alcanzar su desarrollo en el contexto de una transición energética global que busca reducir las emisiones de GEI.

La historia reciente de los países desarrollados sugiere que es viable lograr un crecimiento del producto por habitante y reducir las emisiones, término conocido como desacople. Entre los años 2000 y 2019, los países de la OCDE alcanzaron, en promedio, un crecimiento del PIB per cápita del 1,1 % y una reducción de las emisiones vinculadas al consumo de energía fósil y a los procesos industriales (CFPI) del 0,6 %.

Para entender la clave para lograr este desacople es útil partir de la identidad según la cual las emisiones de un país se pueden expresar como el producto de tres términos: las emisiones por unidad de producto, el PIB per cápita y la población.

● ● La historia reciente de los países desarrollados sugiere que es viable lograr un crecimiento del producto por habitante y reducir las emisiones

Para que ocurra el desacople, las emisiones por unidad de producto deben caer suficientemente para compensar con creces el crecimiento de la población y del producto por habitante. En otras palabras, mientras más caigan las emisiones por unidad de producto, menor será el impacto del crecimiento económico y demográfico en términos de emisiones de GEI.

Al contrastar las emisiones provenientes de CFPI por unidad de producto, se observa que existen diferencias entre la región y el mundo desarrollado. En 2019 esas emisiones eran 2,06 veces más en América Latina y hasta 2,25 veces más en el Caribe que en los países de la OCDE (gráfico 4).

Figura 1

Fórmula para contabilizar las emisiones y determinar el desacople

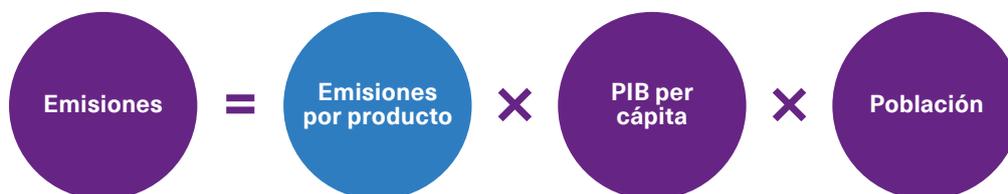
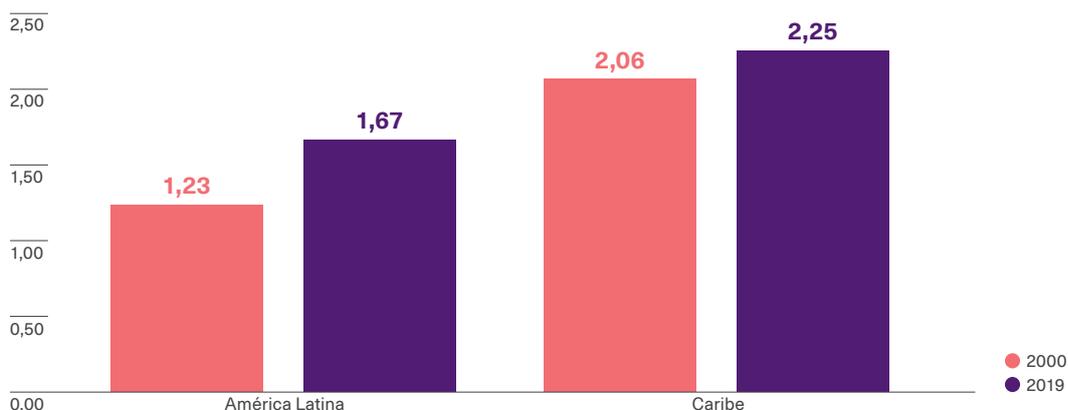


Gráfico 4

Emisiones provenientes de CFPI por unidad de producto respecto al valor de la OCDE en 2000 y 2019



Fuente: Elaboración propia con base en Minx et al. (2021) y Banco Mundial (2023b).

Las emisiones por unidad de producto, a su vez, se pueden presentar como la multiplicación de dos factores muy conocidos y vinculados con la política energética. El primero de ellos es la intensidad de emisiones, dado por las emisiones por unidad de energía, y el segundo, la intensidad energética, definida como el cociente entre las unidades de energía empleadas y el producto obtenido.

Si bien es cierto que el descenso de las emisiones por unidad de PIB puede lograrse reduciendo la intensidad de emisiones o la intensidad energética,

la evidencia indica que los países que han logrado el desacople en este siglo, lo han hecho recortando simultáneamente ambos componentes (ver los resultados de los países de la OCDE en la figura 3). La contribución de la caída en la intensidad energética parece haber tenido un rol más importante durante los últimos 20 años. No obstante, el término asociado a la intensidad de emisiones ha tenido una importancia creciente conforme avanzaba el siglo, muy posiblemente explicada por el abaratamiento de las fuentes de energía renovables no convencionales (ERNC).

Figura 2

Cálculo de las emisiones por producto

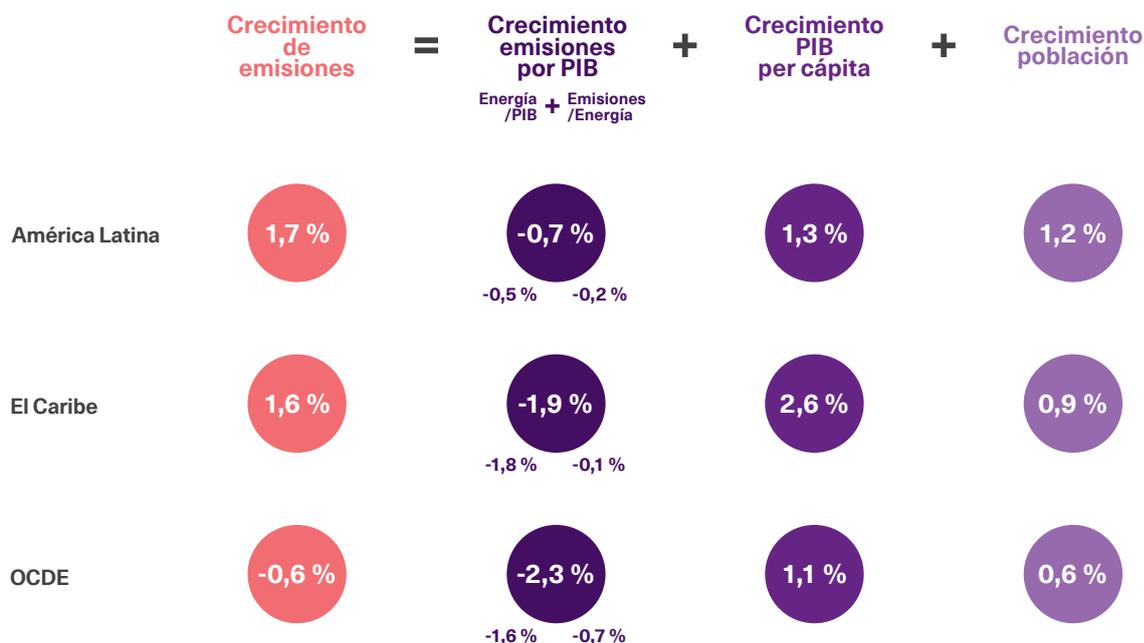


¿Cómo se ha comportado la región en estos factores clave? Durante el siglo XXI, América Latina redujo las emisiones por unidad de producto en un 0,7 % anual y el Caribe en el 1,9 %. Esta caída se ha logrado especialmente disminuyendo la intensidad energética, que bajó el 0,5 % anual en América Latina y el 1,8 % en el Caribe⁴. En ambas subregiones, también se logró una caída de la intensidad de emisiones, pero más modesta. Sin embargo, la reducción de las emisiones por unidad de producto no fue lo suficiente para contrarrestar el impacto conjunto del crecimiento de los otros dos componentes: población y

PIB per cápita; como consecuencia, las emisiones aumentaron el 1,7 % en América latina y el 1,6 % en el Caribe (figura 3).

● ●
Durante el siglo XXI, la región de América Latina y el Caribe redujo las emisiones por unidad de producto, pero no lo suficiente para contrarrestar el impacto conjunto del crecimiento poblacional y del PIB per cápita

Figura 3
 Descomposición del crecimiento de las emisiones entre 2000 y 2019



Fuente: Elaboración propia con base en AIE (2022), Banco Mundial (2023b), Minx et al. (2021) y OLADE (2023a).

4 Las emisiones con relación al PIB dependen de factores que trascienden lo energético, en particular, la intensidad de emisiones de la estructura económica. Por tanto, es posible que el cambio en la estructura económica afecte la trayectoria de la intensidad energética. Este ha sido el caso de la región. En efecto, con base en un ejercicio de descomposición realizado en este reporte, se encuentra que, si la estructura económica no hubiese cambiado, la caída de la intensidad energética entre 2011 y 2017 habría sido del 20 % en América Latina y el Caribe, más del doble de la experimentada en ese período. Este rol de la estructura es consistente con la reducción de la importancia de las industrias del sector primario (típicamente de baja intensidad energética), combinada con el crecimiento de sectores como el de transporte, de gran intensidad energética.

Para crecer vigorosamente y minimizar el impacto de este crecimiento en términos de emisiones, la región debe reducir aún más la intensidad de emisiones y la intensidad energética. Este Reporte de Economía y Desarrollo (RED) explora las acciones energéticas que permiten lograrlo tanto desde el lado de la oferta

de energía (parte II) como del lado de la demanda de energía (parte III). El RED también analiza acciones transversales, tales como las tecnologías de captura y almacenamiento de carbono, la economía circular y los mercados e impuestos al carbono (parte IV).

Cuadro 2

Estrategia energética para reducir las emisiones por unidad de producto

Oferta de energía	Eficiencia de sistemas energéticos (capítulo 3)
	Electrificación verde e integración energética (capítulo 4)
	Promoción de combustibles limpios y uso del gas en la transición (capítulo 5)
Demanda de energía	Industrias: Electrificación y descarbonización de los procesos industriales (capítulo 6)
	Hogares: Eficiencia energética, electrificación y cierre de brechas de acceso a energía de calidad (capítulo 7)
	Transporte: Eficiencia energética, electrificación, promoción del transporte público y activo y uso de combustibles limpios (capítulo 8)
Energéticas transversales (capítulo 10)	Desarrollo de tecnología para captura de carbono
	Financiamiento verde
	Mercados de carbono e impuesto al carbono
	Economía circular

Parte II

Pilares para una oferta de energía más limpia

Punto de partida: la matriz energética de la región

Las emisiones vinculadas al consumo de energía dependen de cómo se produce esta, tanto en términos de la combinación de insumos para producirla como de la eficiencia con la que los sistemas energéticos transforman estos insumos primarios en vectores energéticos: electricidad y combustibles.

El cuadro 3 presenta la matriz energética agregada de América Latina y el Caribe para el promedio de los últimos cinco años disponibles, entre 2017 y 2021. En el margen izquierdo, aparecen los insumos energéticos primarios y en el derecho, los sectores de consumo final. En su panel superior, muestra la submatriz eléctrica y, en el inferior, la submatriz de uso de combustibles. En el bloque central se señalan montos vinculados a las pérdidas de transformación (más autoconsumo), transmisión y distribución.

El consumo energético total de América Latina y el Caribe alcanza 24,2 exajulios (EJ), de los cuales un 20 % (4,78 EJ) corresponden a generación eléctrica. Esta tasa de electrificación es ligeramente inferior a la de los países de la OCDE (en torno al 22 %) y notablemente heterogénea entre países, variando desde mínimos del 1 % y el 7 % en Haití y Guatemala hasta máximos del 26 % y el 27 % en Panamá y Surinam, respectivamente (ver el panel A del gráfico 5).



En la región el 57 % de la electricidad es producida con fuentes renovables, valor significativamente superior al 36 % correspondiente al registro mundial

La generación eléctrica se estima en 5,89 EJ. El 57 % de esa electricidad es producida con fuentes renovables, valor significativamente superior al registro mundial (36 %). Es decir, la región tiene una matriz eléctrica relativamente limpia. Las fuentes renovables no convencionales son responsables de un 11 % de la generación eléctrica, similar al valor global, apuntando a que la ventaja en generación no combustible proviene de recursos hídricos, a partir de los cuales se genera el 80 % de la electricidad proveniente de fuentes renovables. La importancia de estas en la generación eléctrica es heterogénea entre países. Los insulares del Caribe muestran escasa participación en la generación no combustible, alcanzando un máximo del 14 % en República Dominicana. En Sudamérica, se observa un grupo de países de avance medio, donde la generación no combustible representa entre el 30 % y el 40 % del total, y otro de grado avanzado, con valores que se sitúan entre el 74 % y el 80 %. Paraguay se destaca porque toda su generación es de fuente hidráulica. La mayoría de los países de Mesoamérica muestran valores entre el 44 % y el 68 %, con excepción de México (23 %) y Costa Rica (99 %) (ver el panel B del gráfico 5).

Cuadro 3

Matriz energética de América Latina y el Caribe en valores promedio de 2017-2021

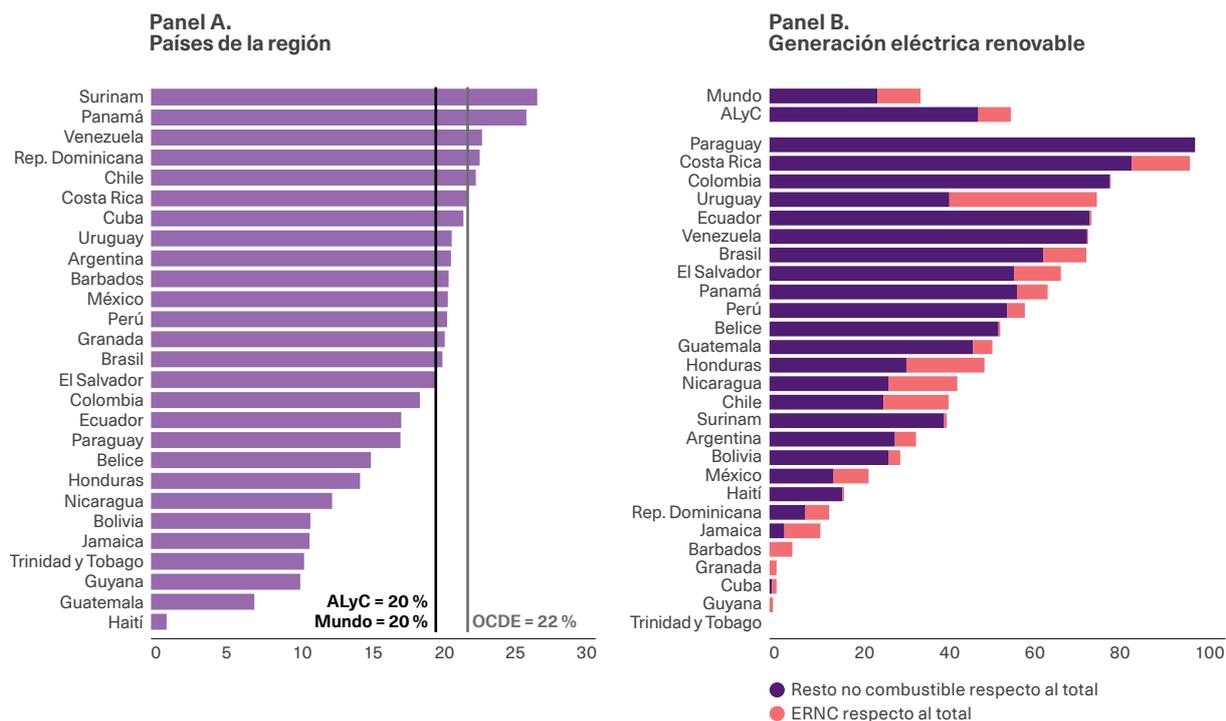
	Oferta primaria e importación de energía secundaria (a)	Pérdidas de transformación y autoconsumo (b)	Generación (e importación neta de electricidad) (c)	Pérdidas de transmisión y distribución (d)	Consumo final (e)	
Generación no combustible	Hydroenergía	2,70				
	Geotermia	0,19				
	Nuclear	0,39				
	Solar	0,10				Residencial 1,38
	Eólica	0,33				Agricultura, pesca y minería 0,41
	Subtotal no combustible	3,72	0,38	3,34		Comercio 1,01
Generación combustible	Gas natural	3,92				Transporte 0,02
	Petróleo y derivados	1,25				Industria 1,89
	Carbón	0,92				Construcción 0,07
	Biomasa	1,10				Subtotal consumo eléctrico 4,78
	Subtotal combustible	7,19		2,55		
	Importaciones netas	0,00		0,00		
Subtotal para generación eléctrica	10,91	4,64	5,89	1,10	Consumo eléctrico 4,78	
Combustibles uso final	Gas natural	5,91				Residencial 2,90
	Petróleo y derivados	11,91				Agricultura, pesca y minería 1,04
	Carbón	1,00				Comercio 0,36
	Biomasa	5,36				Transporte 9,34
	No energético	0,06				Industria 5,64
						Construcción 0,13
					Consumo energético combustibles 19,41	
					Consumo no energético 1,19	
Subtotal para combustibles	24,24	3,64			Consumo de combustibles 20,60	
Total	35,15				Consumo total 25,38	

Nota: El cuadro reporta los valores agregados de la matriz energética de ALYC con los últimos datos disponibles para el período 2017-2021. La matriz tiene como principales valores los insumos para la generación y combustibles de uso final (columna a), la generación de electricidad (columna c) y el consumo total y desagregado por sectores y tipo de uso (columna e). En el área de color violeta, se desagrega (en la columna a) entre "insumos para generación no combustible" e "insumos para generación con combustibles", que se utilizan para la generación eléctrica correspondiente a cada tipo (columna b). Se pueden encontrar más detalles de los cálculos realizados en el apéndice del capítulo 3 (disponible en línea).

Fuente: Elaboración propia con base en datos de OLADE (2023b).

Gráfico 5

Tasa de electrificación y generación renovable



Nota: El panel A presenta la tasa de electrificación de ALyC por países. Este se calcula agregando el consumo de electricidad de todos los sectores y calculando su proporción respecto al consumo de energía total. La tasa de electrificación para "mundo" corresponde al valor de 2021, mientras que para la OCDE corresponde al año 2019. El panel B presenta la proporción de generación eléctrica no combustible, es decir, la proporción de generación no térmica en la producción eléctrica y el porcentaje de esta que se obtiene con fuentes renovables no convencionales (ERNC), incluyendo la solar y eólica. Los valores de "mundo" en este panel también corresponden al año 2021.

Fuente: Elaboración propia con base en AIE (2021a, 2023d) y OLADE (2023a, 2023b).

El reporte identifica tres áreas de actuación del lado de la oferta para impulsar la transición energética en la región:

1. **Incrementar la tasa de electrificación y la penetración de las fuentes renovables no convencionales (electrificación verde).** En el escenario de compromisos anunciados de la AIE, la tasa de electrificación para la región asciende al 41 % en 2050. Junto a esta expansión, ocurrirá un crecimiento muy importante de la capacidad asociada a la fuente solar y la eólica, en la que representarán respectivamente el 43 % y el 19 % en 2050.

2. **Minimizar el impacto en emisiones asociado al consumo de combustible.** Algunos procesos industriales y componentes del sector del transporte no son electrificables con las tecnologías actuales. Por otra parte, la intermitencia asociada a las fuentes renovables no convencionales puede hacer necesaria la presencia de combustibles para generar electricidad, a fin de dotar a los sistemas eléctricos de flexibilidad y garantizar la seguridad del suministro. El problema con los combustibles actuales, fundamentalmente de origen fósil, son sus emisiones. Por lo tanto, una segunda línea de acción clave será sustituir el carbón y petróleo por gas en el corto plazo, hasta el desarrollo de combustibles de bajas emisiones, como hidrógeno verde y biocombustibles sostenibles.

3. **Mejorar la eficiencia y funcionamiento de los sistemas energéticos.** El cuadro 3 señala la presencia de pérdidas en el proceso de producción, transformación y transporte de los vectores energéticos. Como se observa, los 25,4 EJ de energía consumida se producen a partir de 35,2 EJ de insumos, llamados fuentes de energía primaria⁵. Estas pérdidas ocurren en diferentes procesos,

que incluyen: a) la producción de combustibles, b) la generación de electricidad con combustibles, y c) el autoconsumo, transporte y distribución de electricidad. Así pues, reforzar la eficiencia y funcionamiento de los sistemas energéticos representa un tercer pilar clave para lograr una oferta de energía más limpia.

Mejoras de los sistemas energéticos

Existe una gran heterogeneidad entre países en cuanto a las pérdidas resultantes de la transformación de fuentes primarias en vectores energéticos. Aunque estas pérdidas no son siempre atribuibles a problemas de ineficiencia, las diferencias entre países pueden dar indicios de potenciales espacios para mejorar.



Las pérdidas de energía durante el proceso de transformación de los combustibles en electricidad son en promedio del 56 %; a ellas se suma otro 19 % en promedio en la etapa de transporte y distribución

Comenzando por el vector electricidad, el gráfico 6 muestra las pérdidas durante la transformación de combustibles en electricidad (panel A) y durante el transporte y distribución de esta (panel B). En la fase de generación térmica, esas pérdidas son en promedio del 56 %, pero varían entre casi el 40 % y más del 70 % y pueden tener su origen en el tipo de generadores y combustibles usados, las transformaciones previas que estos últimos atravesaron y el

tipo y la antigüedad de las maquinarias. En la fase de transporte y distribución, las pérdidas promedio son del 19 %. En esta dimensión, Barbados, Granada y Trinidad y Tobago destacan por mostrar los valores más bajos de la región, ya que son iguales o inferiores al 10 %. En el extremo opuesto está Honduras, donde alcanzan el 33 %. Estas mermas nuevamente se asocian a distintos factores, incluyendo consumos no facturados, pero también a pérdidas técnicas vinculadas al funcionamiento de los sistemas de distribución y transmisión⁶.

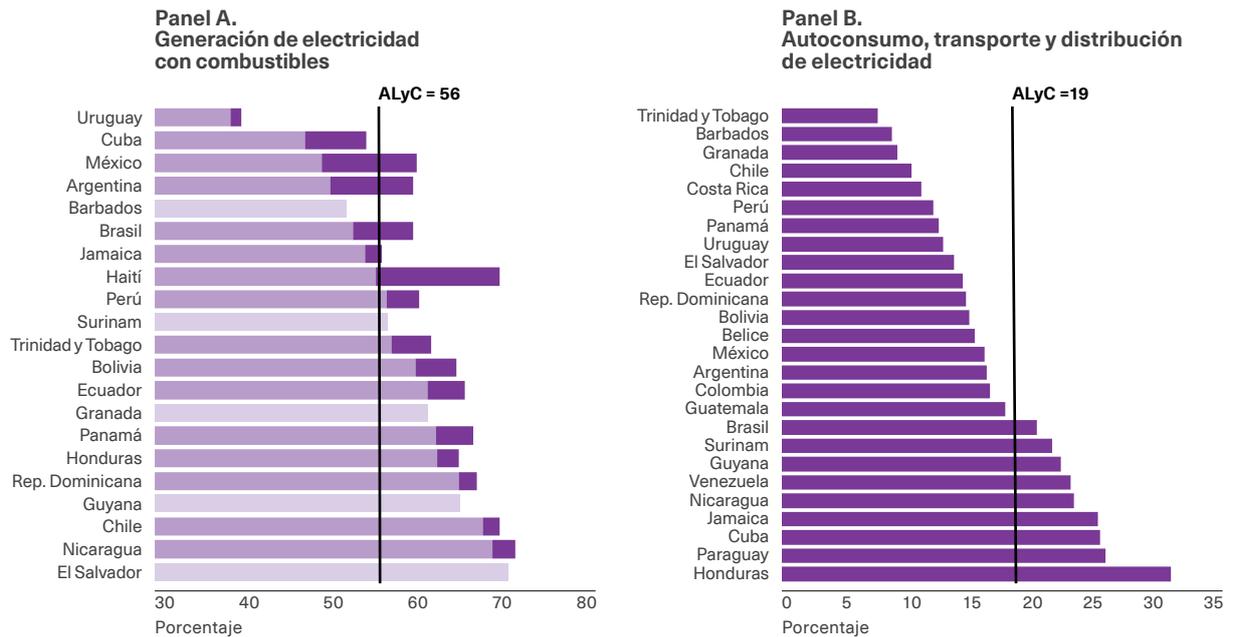
Con respecto a los vectores combustibles, también se identifican pérdidas importantes, que ascienden en promedio al 13 % en la región. Estas pérdidas implican el requerimiento de más insumos fósiles primarios por unidad de combustible generada, lo que, junto con las emisiones de metano vinculadas al proceso de producción de combustible, afecta a las emisiones. El gráfico 7 muestra las emisiones asociadas a los combustibles fósiles previas a su consumo como porcentaje de las emisiones en el momento de usarlos. Estas últimas incluyen las emisiones asociadas al uso de energía en las diversas etapas de producción de los combustibles primarios y su transformación, además de las emisiones fugitivas de metano del sector fósil.

⁵ Esto está en línea con lo observado a nivel global, donde se estima un consumo energético de 439 EJ a partir de insumos de 624 EJ (AIE, 2023d).

⁶ Por ejemplo, la propia tensión con la que se realiza el transporte, que varía entre países, influye en las pérdidas.

Gráfico 6

Pérdidas en los procesos de generación, transporte y distribución de electricidad



Nota: El gráfico reporta, en el panel A, la proporción de pérdidas de energía durante el proceso de generación (barras violeta y malva) y transformación (barra morada) de combustibles y, en el panel B, pérdida por autoconsumo, transporte y distribución de electricidad. Por limitaciones en los datos de origen, se excluyen Belice, Colombia, Costa Rica, Guatemala y Venezuela en el panel A; y Haití en el panel B. El asterisco indica que no es posible atribuir las pérdidas totales entre el proceso de transformación de combustibles (no representado en el gráfico) y el de generación.

Fuente: Elaboración propia con base en OLADE (2023b).

Así, para el promedio de países mostrados, por cada 100 toneladas de CO₂ (tCO₂) emitidas en el momento de consumir combustibles fósiles, previamente fueron liberadas más de 29 tCO₂ adicionales en su producción y transporte. La mayor parte fueron emisiones de metano generadas por el venteo o la quema de gas natural no aprovechado o por fugas en los procesos de producción, transformación y transporte.

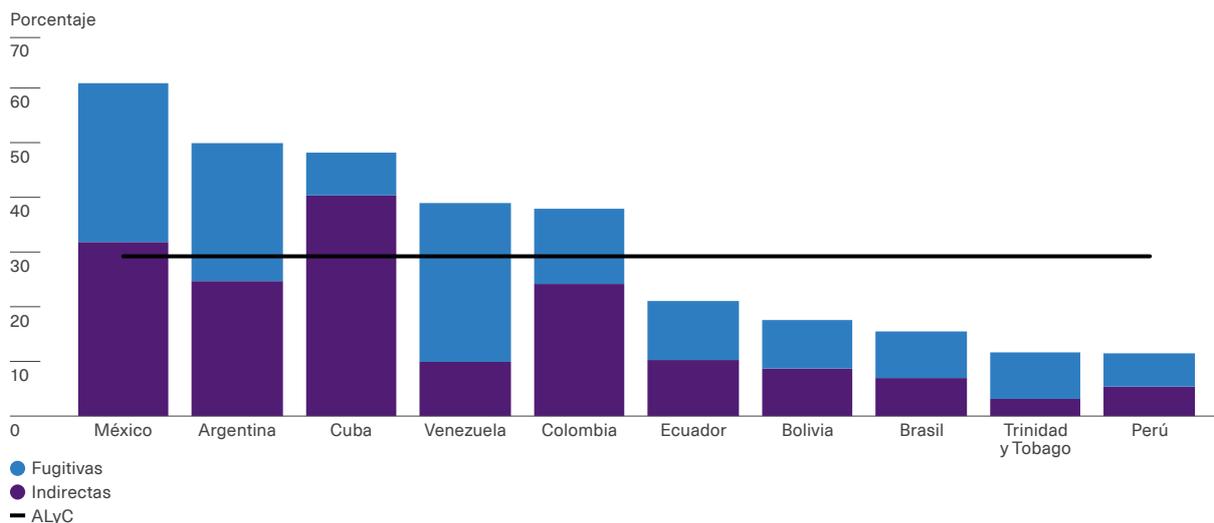
Estas emisiones previas al consumo se pueden reducir con mejores equipamientos y con electrificación. Según la AIE (2023a), el uso de equipamientos más eficientes podría ahorrar en torno al 30 % de la energía necesaria, con descensos equivalentes en las emisiones. No obstante, la electrificación total permitiría disminuciones aún mayores, cercanas a tres cuartas partes de lo que se emite en la producción de combustibles actualmente.

La correcta disposición final de los yacimientos de petróleo y gas y de las minas de carbón es también crucial para mitigar los impactos ambientales de la producción de recursos fósiles, especialmente la emisión de metano.

El problema con estas pérdidas, tanto las vinculadas con la electricidad como con los combustibles, es que amplifican las emisiones asociadas al consumo de energía (cuantificadas en el cuadro 4).

Gráfico 7

Emisiones de la producción y transporte de combustibles fósiles respecto a las emisiones totales por consumo de productos finales



Nota: El gráfico muestra las emisiones del sector fósil por uso de energía y emisiones fugitivas de metano liberadas en la producción, transporte, refinamiento y distribución de carbón, gas, petróleo y derivados, como porcentaje de las emisiones del consumo de combustibles finales producidos. Las emisiones por uso de energía se computan usando los factores de emisión correspondientes a cada combustible. El consumo total se refiere al consumo doméstico más el externo. Se muestran los países para los que existe información homogénea sobre emisiones de metano.

Fuente: Elaboración propia con base en OLADE (2023b) y AIE (2023c).

Cuadro 4

Factores de emisión directa, con pérdidas de transformación y de producción (tCO₂/TJ)

Fuente	Combustión (a)	(a) + ineficiencias (b)	(b) + fugitivas (c)
Gas natural	56	60	74
Carbón mineral	95	96	96
Gas licuado de petróleo	63	75	85
Gasolina	69	83	92
Queroseno y combustible de turbina	72	85	95
Gasóleo	74	88	98
Fueloil	77	92	102
Coque	107	124	125
Carbón vegetal	112	215	-
Biocombustibles	71	84	-

Nota: El cuadro muestra emisiones directas (tomado de los factores de emisiones por combustión en usos estacionarios del IPCC, columna a); emisiones amplificadas por pérdidas e ineficiencias en los procesos de producción, transformación y transporte de estos combustibles (columna b); y emisiones globales, considerando las emisiones fugitivas que pueden atribuirse a cada combustible (columna c). Los países para los que se dispone de información homogénea de emisiones estimadas de metano son Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia, Cuba, Ecuador, Guyana, México, Perú, Paraguay, Trinidad y Tobago, Uruguay y Venezuela. Con base en este conjunto de países, se estiman las emisiones fugitivas por unidad de energía final producida y se imputa el resultado al conjunto de la región. Los valores están expresados en toneladas de CO₂ equivalente por terajulio (tCO₂e/TJ).

Fuente: Elaboración propia con base en factores de emisión del IPCC (2006), AIE (2023c) y OLADE (2023b).

De ese cuadro se desprenden dos mensajes importantes. En primer lugar, tanto las ineficiencias como las emisiones fugitivas incrementan notablemente el factor de emisiones de cada uno de los combustibles, aunque este impacto varía según de cuál se trate. En segundo lugar, el gas natural es el que tiene menos impactos por combustión, pero su factor de emisiones crece notablemente debido a las emisiones fugitivas, perdiendo parte de su ventaja. Por ejemplo, las emisiones de la combustión del carbón por unidad de energía otorgada son un 70 % más altas que las del gas natural. Al considerar las pérdidas y las emisiones fugitivas, la cifra baja al 28 %.



Las ineficiencias y emisiones fugitivas incrementan el factor de emisiones de los combustibles, especialmente para el gas natural

Un análisis similar se aplica a la generación eléctrica. Dar cuenta de las pérdidas de transporte y distribución resulta en un 23 % de incremento en las emisiones asociadas al consumo de electricidad.

Electrificación verde

El incremento de la demanda de electricidad supone desafíos de capacidades de los sistemas de transmisión y distribución. Sin embargo, el hecho de que esa mayor electrificación se deba satisfacer con una

creciente participación de las ERNC impone desafíos adicionales debido a las características específicas de estas fuentes.

Desafío 1: La operación del sistema eléctrico ante la intermitencia

La demanda eléctrica muestra una gran variabilidad en el tiempo. Con la incorporación de las ERNC, se introduce una incertidumbre adicional en el lado de la oferta. En este contexto, garantizar la continuidad del suministro requiere mecanismos de respaldo, llamados servicios eléctricos auxiliares, que pueden proveer algunos participantes del mercado. Por ejemplo, las centrales hidroeléctricas con capacidad de almacenamiento y las plantas de generación térmica a gas natural de ciclo abierto pueden

aumentar o disminuir su producción bastante rápido (esto no es posible con las de turbinas a vapor). Los sistemas de almacenamiento en baterías también permiten suavizar los efectos de la intermitencia de estas fuentes. Igualmente, la integración energética puede ayudar a enfrentar estos desafíos dado que incorpora distintas fuentes de generación (con diferente aleatoriedad entre países), aunque actualmente enfrenta algunos obstáculos (ver el recuadro 1).

Recuadro 1

Obstáculos para la integración energética

La integración energética en la región ha tenido diferentes niveles de avance, pero persisten barreras que obstaculizan su desarrollo pleno. De ellas, se destacan tres:

- Los países de la región consideran la seguridad del suministro y el autoabastecimiento prioritarios, puesto que la dependencia de otros implica riesgos estratégicos, especialmente en contextos de debilidad institucional característicos en varios de ellos.
- Las interconexiones requieren superar desafíos técnicos, como la diferencia de frecuencia entre países (por ejemplo, entre Brasil y sus vecinos).
- La falta de simetría y estabilidad regulatoria también juega un papel crucial, ya que las exigencias técnicas de los organismos coordinadores y la armonización de las políticas energéticas entre naciones con diferentes marcos regulatorios presentan complejidades adicionales.



Es posible que algunos sistemas eléctricos requieran mantener capacidad de generación despachable, basada en combustibles fósiles, para asegurar el suministro y dotarse de flexibilidad

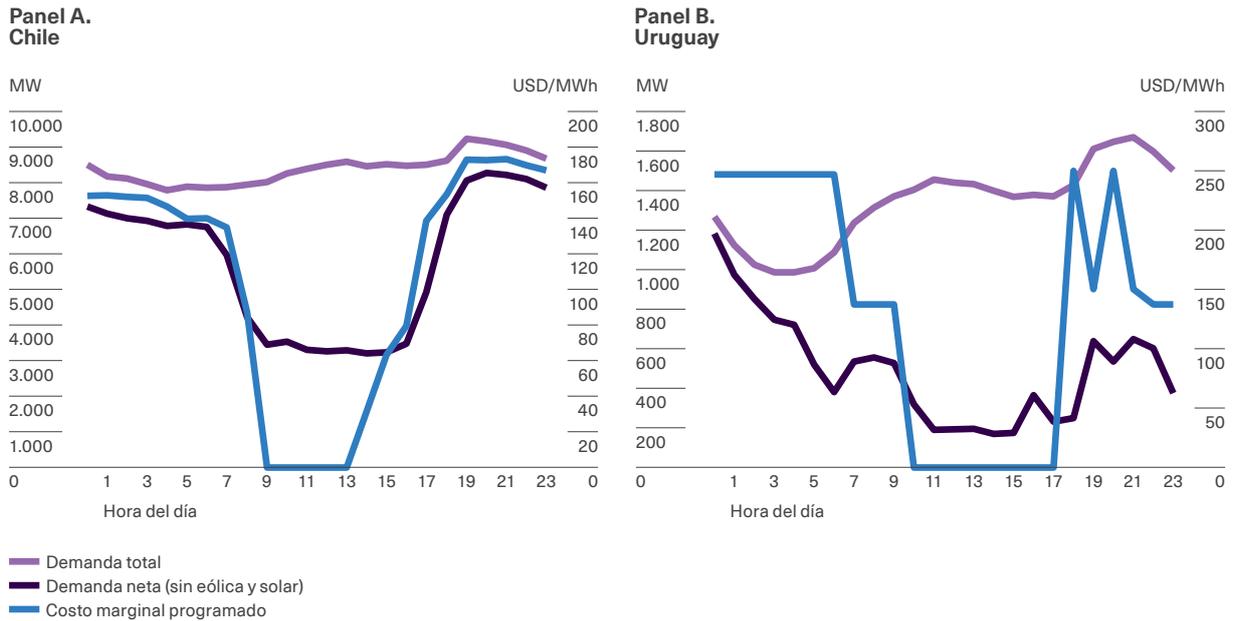
Teóricamente, se podría garantizar la continuidad del suministro con fuentes no contaminantes, incorporando capacidad de reserva suficiente, teniendo una matriz diversificada geográficamente y, en lo que respecta a tecnologías de generación (solar fotovoltaica, solar térmica, eólica, hidráulica), empleando tecnologías de almacenamiento (hidráulico, baterías). Sin embargo, es posible que algunos sistemas requieran mantener capacidad de generación despachable⁷, basada en combustibles fósiles, para asegurar el suministro y dotar de flexibilidad al sistema, especialmente durante la transición. En el largo plazo, el mantenimiento de estas alternativas fósiles puede requerir tecnologías de captura de carbono para contrarrestar el impacto en emisiones.

Dos casos ilustrativos son Chile, un país con presencia de energía solar relativamente importante, y Uruguay, con un peso relativo considerable de la eólica, representados en el gráfico 8. La línea violeta en los paneles muestra la demanda por hora en un día típico; la línea morada, la curva de carga neta (demanda neta de fuentes no despachables) y la línea azul el costo marginal. En el gráfico se observa que, en los sistemas con alto componente de generación solar (Chile), surge una curva de pato, distintivo patrón de una menor carga neta en los horarios diurnos debido a que parte de la demanda es atendida con esa fuente. En contraste, cuando el sistema incorpora una alta proporción de energía eólica (Uruguay), la curva de carga neta es una traslación por debajo de la curva de demanda, de mayor o menor magnitud, según las condiciones del viento (Bothwell y Hobbs, 2017; Muñoz y Mills, 2015).

⁷ Las fuentes despachables son aquellas en las que se puede decidir si generar o suministrar energía en cualquier momento. La generación térmica y la hidroeléctrica son dos ejemplos. En contraste, la energía solar y eólica son "no despachables", dado que la única decisión que puede tomar un operador al respecto es si aprovechar o no el suministro que proporciona en cada momento.

Gráfico 8

Curvas de carga total y neta de generación eólica y solar y costo marginal o precio spot



Nota: El gráfico presenta la curva de generación total (carga) y neta de las fuentes eólica y solar en megavatios (MW) y el costo marginal o precio spot en dólares por megavatio a la hora (USD/MWh) en cada hora de un día típico. Los datos para Chile corresponden al 7 de abril del 2023 y los de Uruguay, al 18 de abril del 2023 (en este caso se reporta la generación más importaciones, menos exportaciones). Dependiendo del día, los precios horarios pueden ser positivos al mediodía o cero todo el día.

Fuente: Elaboración propia con base en datos del Coordinador Eléctrico Nacional (2023), para Chile, y ADME (2023), para Uruguay.

En el gráfico también se observa que el costo marginal de la generación responde a este patrón. Su valor es cero en algunas horas del día, cuando la demanda es satisfecha por fuentes renovables no convencionales y fuentes despachables de costo marginal cero, como el caso de la hidroeléctrica. Esta dinámica hace evidente el rol que pueden tener las baterías, cuya penetración dependerá del beneficio neto que su participación aporte al sector para dotarlo de flexibilidad respecto a alternativas como la generación con gas natural. El diferencial de precios a lo largo del día provee una señal sobre los beneficios del almacenamiento⁸. Los modelos existentes para la elaboración de escenarios de transición energética en el sector

eléctrico prevén la incorporación de baterías en prácticamente todos los países de la región (MRC Consultants y PSR, próxima publicación).

Acciones del lado de la demanda también permiten atender esta problemática. En la actualidad, los sistemas cuentan con grandes usuarios que venden al sistema capacidad de respuesta y la ponen a disposición del operador. En el futuro, la presencia de precios dinámicos podría reflejar la escasez de electricidad en cada momento, incentivando cambios en los patrones de consumo. Estos avances son parte de los desarrollos del sector para la creación de la red eléctrica inteligente.

⁸ Si bien las señales de precios que se necesitan para tomar decisiones de inversión en esta tecnología son de largo plazo, los precios de corto plazo pueden dar un indicio de los beneficios del arbitraje horario. Las diferencias de precio que se observan en los ejemplos mostrados en el reporte llegan a 180 USD/MWh en Chile y a 250 USD/MWh en Uruguay.

Desafío 2: Incentivos para la generación y estructura de costos de las ERNC

El viento y el sol están disponibles sin costo, por lo que las tecnologías de ERNC operan con costos variables cercanos a cero, pero con costos fijos relativamente altos. Esta estructura de costos de las ERNC introduce desafíos para el funcionamiento del mercado eléctrico, especialmente en el mercado *spot*⁹, dado que una fuerte tasa de penetración podría llevar a que la totalidad de la demanda sea cubierta con ERNC, lo que resultaría en precios *spot* cercanos a cero en el mercado mayorista.

Obviamente unos precios cercanos a cero no favorecen la entrada de actores para incrementar la capacidad de generación. De allí la importancia que adquiere el tramo de contratos de suministro, puesto que la forma en que se remunera la generación de ERNC (y los servicios asociados) a través de contratos está más vinculada con el costo medio de generación.

Afortunadamente, la forma en que las generadoras han ingresado en los países de América Latina y el Caribe ha sido variada, pero siempre se ha hecho bajo la modalidad de licitaciones acompañadas de contratos de largo plazo. En cambio, no ha habido una práctica generalizada en cuanto al mecanismo, del que se observan varios, entre ellos, contratos de energía (que asignan al vendedor el riesgo de la energía generada), contratos de potencia o capacidad (que también son contratos de venta de energía, pero asignan al comprador el riesgo de la energía recibida) y subastas neutrales o de tecnología específica¹⁰.



Expertos señalan que se debería migrar desde sistemas basados en tarifas volumétricas a esquemas basados en cargos fijos, cuidando de no comprometer la asequibilidad

Esa estructura de costos también tiene implicaciones para las tarifas. Expertos señalan que se debería migrar desde sistemas basados en tarifas volumétricas, con cargos variables crecientes por intervalos de consumo¹¹, a esquemas basados en cargos fijos¹². Esta migración debe hacerse de forma que no comprometa la asequibilidad, problema que podría surgir cuando existen esquemas basados en cargos fijos uniformes.

Ante la penetración de la ERNC, otras buenas prácticas incluyen los esquemas de precios diferenciados por bloques horarios (TOU, por sus siglas en inglés), la agrupación de clientes según la capacidad o carga y el tiempo de uso, y el tratamiento diferencial de los prosumidores (Faruqui y Tang, 2021).

Esos mecanismos tarifarios ya han comenzado a utilizarse en la región a partir de la implementación de la digitalización. En Paraguay y Perú, por ejemplo, se han instalado medidores inteligentes, con lecturas de luz automáticas y remotas (ENEL, s. f.; La República, 2023). Por otro lado, Brasil, Costa Rica y Uruguay han puesto en marcha programas basados en el enfoque de TOU en el sector residencial, cuya adopción por los hogares es voluntaria, de manera que los consumidores puedan elegir entre ese esquema o una tarifa plana (Weiss et al., 2022).

9 La formación de mercados que tuvo lugar en las décadas de 1980 y 1990 en América Latina y el Caribe buscó organizar una estructura en la que los generadores realizaran transacciones con las distribuidoras y los grandes usuarios para el suministro de electricidad en un mercado mayorista que consta de dos tramos: contratos de suministro y mercado al contado (*spot*), también conocido como mercado de entrega inmediata.

10 Ver Fabra y Montero (2023).

11 Estos cargos pueden ser diferenciados, como en los casos de Argentina, Bolivia, El Salvador, Perú y Uruguay, o no diferenciados, como en Costa Rica, México y Paraguay. Un país que no cobra cargos fijos es Colombia.

12 Ver Navajas (2023).

Desafío 3: La transmisión y distribución

La electrificación incrementa no solo las necesidades de generación, sino también las de infraestructura de transporte y distribución de electricidad. Estas deben adecuarse a aspectos cualitativos de la generación a partir de ERNC, tales como la distribución espacial, la intermitencia y la escala.

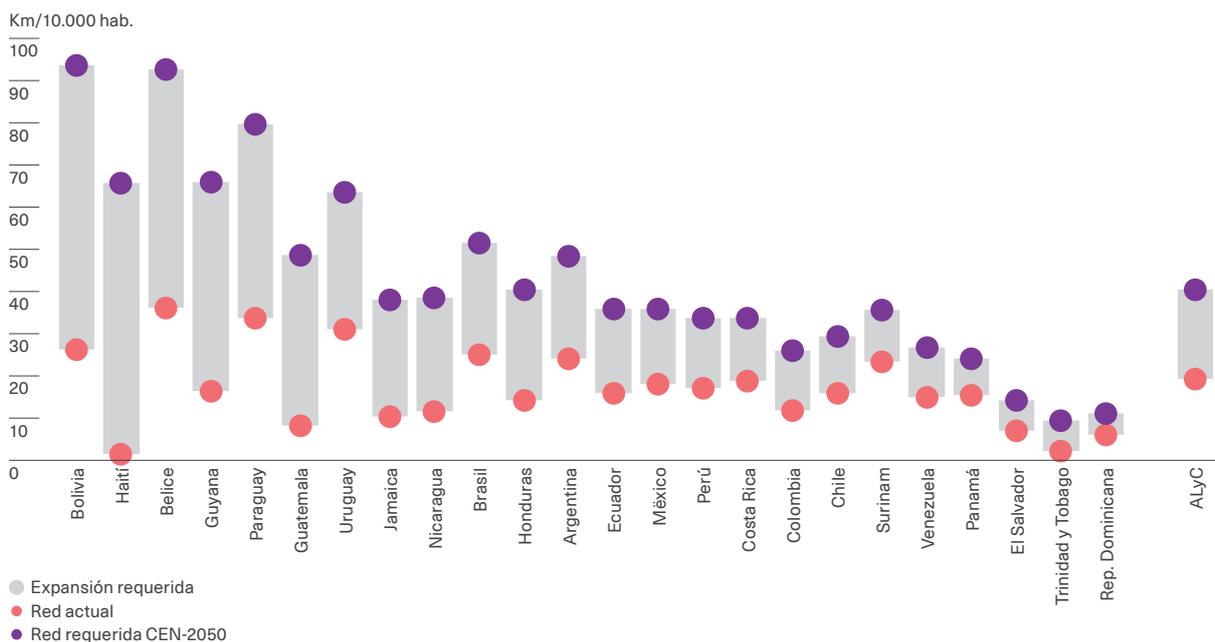
La red de transmisión de la región es de aproximadamente 20 km por cada 10.000 habitantes y, en el escenario de cero emisiones netas (CEN), necesita más que duplicar esa extensión para 2050 (gráfico 9). En este ámbito, destacan las necesidades de

Bolivia, Belice, Haití, Guatemala, Guyana y Paraguay, donde superan los 40 km/10.000 hab.

● ●
La red de transmisión de electricidad en la región es de aproximadamente 20 km por cada 10.000 habitantes, extensión que necesita más que duplicar en el escenario de cero emisiones netas para 2050

Gráfico 9

Extensión de la red de transmisión y expansión requerida en el escenario de CEN para 2050



Nota: El gráfico presenta la longitud actual de las redes de transmisión de energía eléctrica en relación con la población (en kilómetros por cada 10.000 habitantes). Los puntos morado y rosado muestran la extensión de la red actual y la requerida bajo el escenario CEN para 2050 respectivamente. La barra gris representa la expansión necesaria para cumplir los requerimientos de consumo bajo ese escenario.

Fuente: Elaboración propia con base en AIE (2021c) y Ardene et al. (2020).

Recuadro 2

La generación distribuida y los prosumidores

Dentro de los sistemas de distribución, ha comenzado a adquirir importancia la generación distribuida, una producción a baja escala cercana al punto de consumo y principalmente a partir de fuentes renovables. La generación distributiva habilita la figura de los prosumidores, esto es, usuarios que generan energía y demandan cuando les falta, pero a la vez son oferentes cuando les sobra.

La capacidad regional de generación distribuida ha crecido enormemente hasta representar un 5,1 % de la capacidad de generación total existente en 2021. Brasil ha sido un motor importante de este crecimiento. Por otra parte, la fuente solar fotovoltaica constituye prácticamente el 98 % de las instalaciones de generación distribuida en la región.

La experiencia de Brasil señala tres factores que contribuyeron a su crecimiento: 1) la fuerte caída en el precio real de los sistemas de generación fotovoltaica en los últimos cinco años; 2) el aumento significativo de las tarifas eléctricas, y 3) la implementación del sistema de compensación de energía que permite que el productor o consumidor inyecte sus excedentes a la red del distribuidor local.

La penetración de la generación distribuida y los prosumidores precisa una adecuación regulatoria que defina, entre otras cosas, cómo se remuneran los flujos que estos inyectan; si los saldos se acumulan en forma monetaria o de energía y por cuánto tiempo; y si se imponen restricciones para evitar riesgos para las redes de distribución. Estas pueden ser limitaciones cuantitativas (paneles con una capacidad máxima) o de calidad (procedimientos técnicos para la instalación y uso de paneles).

Respecto a la remuneración, se conocen dos opciones: medición y facturación netas. En la medición neta, se determina la diferencia entre lo consumido y lo inyectado al sistema por prosumidor. Este valor neto es el pagado por el usuario, de forma que la inyección es valorada al mismo precio que la compra. En el caso de la facturación neta, la inyección y el consumo se independizan. La inyección se valora al precio del mercado (*spot*) y el consumo, al precio de la tarifa.

Esta expansión implica desafíos financieros y de gestión de permisos y concesiones de uso del suelo. Por otra parte, la generación con ERNC tiene aspectos cualitativos particulares y puede incidir en las necesidades de infraestructura de transporte y distribución. Los centros de generación solar y eólica actualmente en funcionamiento se encuentran en promedio un 30 % y un 60 % más distantes de los puntos de consumo que los de generación con gas natural. Estas tecnologías también muestran una escala mucho menor que otras formas de generación, así como la posibilidad de que hogares y empresas proporcionen energía al sistema, convirtiéndose en prosumidores (ver el recuadro 2).

La fragmentación de los puntos de inyección de electricidad, el incremento de la distancia promedio desde los lugares de generación hasta los de consumo y la presencia de prosumidores pueden implicar cambios en las redes de transmisión en términos de extensión, flexibilidad para la operación bidireccional y necesidad de puntos de inyección mucho más numerosos.

Dotación para la generación limpia

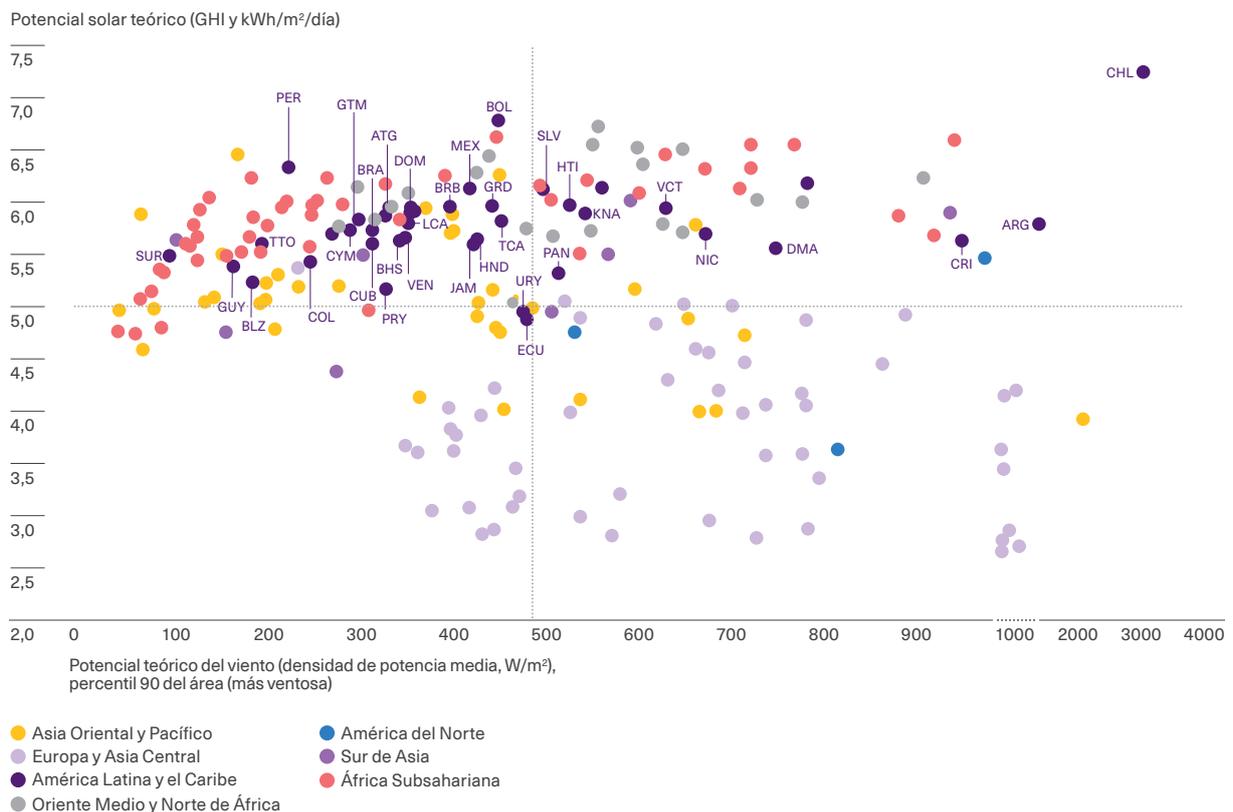
La región goza de excelentes condiciones naturales para atender los desafíos que presenta la electrificación verde. Esto incluye recursos hídricos, irradiación solar y exposición eólica. Sin embargo, la dotación de estos recursos es dispar entre países y regiones.

Actualmente, la capacidad de generación de la fuente hidroeléctrica de la región alcanza los 199,5 GW, equivalente al 41 % de la capacidad total de 2021. Sin embargo, estos desarrollos no agotan el potencial hidroeléctrico excepcional de América Latina y el Caribe, estimado en 677 GW por la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE, 2023c). De ser

viable, un aprovechamiento pleno del recurso podría cubrir la totalidad de la generación eléctrica esperada para el escenario de ENC-2050 en 17 de los 24 países analizados por OLADE (Alarcón, 2018).

Adicionalmente, casi todos los países cuentan con un buen potencial solar (superando la media mundial) y en algunos de ellos, como Bolivia y especialmente Chile, es el mayor del planeta. Asimismo, aproximadamente un tercio de los países tiene un elevado potencial eólico, destacándose los casos de Argentina, Chile y Costa Rica (ver el gráfico 10).

Gráfico 10
Potencial teórico en energía eólica y solar



Nota: El gráfico muestra el potencial teórico eólico (medido en W/m²) y solar (medido en kWh/m²/día) para el percentil 90 de área más ventosa y más irradiada, respectivamente.

Fuente: Brasiolo et al. (2023),.

Penetración de los combustibles bajos en emisiones

Los escenarios más auspiciosos de transición energética para América Latina y el Caribe estiman una tasa de electrificación objetivo de alrededor del 50 % para 2050. La otra mitad del consumo energético deberá ser atendido principalmente por combustibles. El problema es que los combustibles que se usan hoy son mayoritariamente de origen fósil y tienen asociadas cuantiosas emisiones de GEI, entre otros impactos ambientales. La transición implica entonces adoptar combustibles más limpios.

Existen dos alternativas tecnológicas para obtener combustibles limpios que reemplacen a los de origen fósil: el primero está formado por los

combustibles de origen agropecuario (entre los que se encuentran los biocombustibles); y el segundo, por el hidrógeno y sus derivados.



Existen dos alternativas tecnológicas para obtener combustibles limpios que reemplacen a los de origen fósil: el primero está formado por los combustibles de origen agropecuario y el segundo, por el hidrógeno y sus derivados

Los combustibles de origen agropecuario y su rol en la transición

El avance tecnológico posibilitó el desarrollo de combustibles de calidad a partir de procesos de transformación de insumos de origen animal y vegetal. Estos combustibles se usan en la actualidad como sustitutos y típicamente combinados con combustibles equivalentes de origen fósil, de los que son ejemplos destacados el biodiésel y el etanol.

Si bien a la hora de la combustión los combustibles de origen agropecuario generan emisiones de CO₂ comparables a sus equivalentes de origen fósil, el carbono emitido debió ser retirado de la atmósfera previamente por acción de la fotosíntesis¹³. Por lo tanto, pueden jugar un papel destacado en la descarbonización de los usos energéticos que requieren combustibles. Bajo el escenario de compromisos anunciados de la AIE, su importancia en la oferta energética debería crecer 10 puntos porcentuales entre 2022 y 2050, hasta alcanzar el 31 %.

Los combustibles de origen agropecuario tienen los desafíos asociados al uso de la tierra y de insumos agrícolas, como fertilizantes, herbicidas e insecticidas. Esto implica, por un lado, emisiones de GEI, debido al aumento de la superficie cultivada que impulsa la deforestación y al contenido de carbono de los insumos agrícolas, y por otro, el incremento en el precio de los alimentos al competir con su producción. Algunas condiciones que reducen estos desafíos son el aumento de la productividad agrícola, el empleo de cultivos no alimentarios, desechos forestales, agropecuarios o residuos sólidos urbanos que de otro modo no serían usados, así como la producción en tierras degradadas no aptas para la producción de alimentos.

¹³ En consecuencia, estos combustibles serían considerados carbononeutrales si no se usaran insumos (fertilizantes, herbicidas, etc.) ni energía con emisiones para la producción agropecuaria y si la escala temporal entre las emisiones de la combustión y la subsiguiente captura para la renovación del recurso fuera corta.

A fin de promover el desarrollo de los combustibles agropecuarios, la AIE propone una estrategia basada en tres ejes. El primero consiste en la adopción de marcos regulatorios que establecen lineamientos para su producción con bajo impacto ambiental, que incluyen marcos de certificación de gestión sostenible con verificación independiente y que abarcan la cadena de suministro y producción completa. El segundo eje es la adopción de políticas de demanda

que procuran objetivos concretos de participación de estos productos. Políticas que van en esa dirección son la fijación de cantidades mínimas de estos productos en los surtidores¹⁴. El tercer eje corresponde a políticas que promueven la innovación, especialmente para combustibles basados en residuos, en particular de leña y papel. Las políticas en esta línea incluyen medidas como garantías de los préstamos y cuotas obligatorias de uso de biocombustibles avanzados.

El hidrógeno y su rol en la transición

El gas de hidrógeno (H_2 en adelante) de bajas emisiones representa otra alternativa de combustibles limpios. Sus propiedades fisicoquímicas le dan gran versatilidad como vector energético, pero, a la vez, lo convierten en un vector de difícil transporte y almacenamiento.

Una virtud ambiental del hidrógeno es que su uso no implica emisiones de GEI ni de contaminantes locales. Sin embargo, su elaboración puede conllevar emisiones en función del insumo y del proceso para su obtención. En la región, el hidrógeno se produce actualmente a partir de gas natural (76 %) y de carbón (casi el 23 %). Menos del 1 % de la producción actual de hidrógeno proviene de plantas que funcionan con energías renovables o de combustibles fósiles con tecnologías de captura y almacenamiento de carbono.

La transición energética demanda una significativa presencia de H_2 de emisiones bajas o nulas. Las alternativas para producirlo pueden agruparse en tres: 1) la integración de la captura y el almacenamiento de carbono con la producción (H_2 azul); 2) la producción de hidrógeno por electrólisis de agua, con electricidad generada a partir de fuentes renovables o limpias (H_2 verde y amarillo); y 3) el uso de insumos de fuentes orgánicas sostenibles, incorporando captura de carbono (H_2 verde).

El H_2 de bajas emisiones puede desempeñar en el futuro importantes roles por dos vías. La primera como complemento para la intermitencia de la generación eléctrica con base en ERNC. Los excedentes temporales de generación solar y eólica pueden utilizarse para producir hidrógeno, almacenarlo y transportarlo hacia el lugar y momento donde se requiera su consumo¹⁵. La segunda vía es el reemplazo de los combustibles de origen fósil para satisfacer los usos energéticos que son mejor atendidos por combustión, como ocurre en los procesos de la industria del acero, que requieren temperaturas elevadas, o el transporte de carga.

Actualmente la producción de H_2 limpio es poco competitiva y su distribución sumamente costosa (gráfico 11). En consecuencia, para que el hidrógeno pueda cumplir los roles detallados anteriormente, debe abaratare su producción y, sobre todo, hay que superar la barrera de la dificultad de transporte y almacenamiento que se deriva de su baja densidad energética por unidad de volumen.

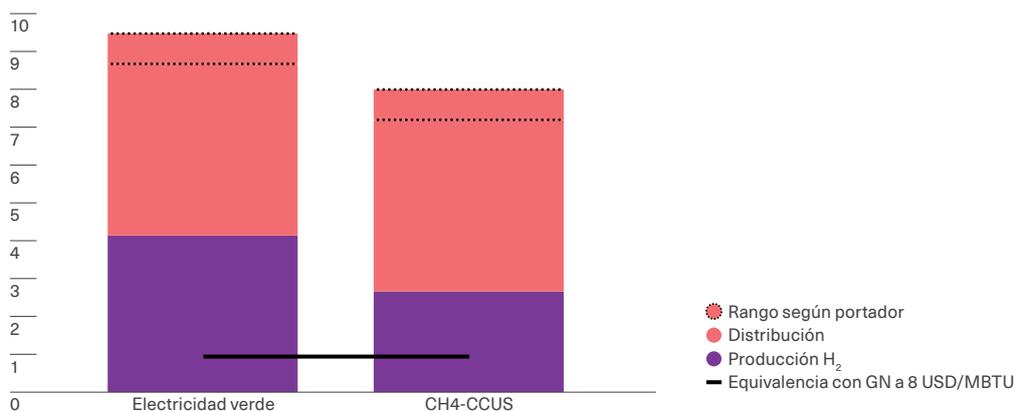
● ●
Para que el hidrógeno pueda sustituir a los combustibles fósiles debe abaratare su producción y, sobre todo, hay que superar la barrera de la dificultad de transporte y almacenamiento

14 Argentina, por ejemplo, ya cuenta con un corte mínimo de etanol en la gasolina y de biodiésel en el diésel del 12 % y el 5 %, respectivamente (Secretaría de Energía, 2022; Sigauco, 2019). Brasil, además de la adopción de cuotas mínimas, cuenta con el expendio de etanol al consumidor final y el desarrollo, por parte de la industria automotriz, de vehículos con motores flexibles (de combustión interna que pueden funcionar con gasolina o alcohol).

15 La producción de hidrógeno en parques eólicos o solares dedicados (desconectados de la red) permite obtener este vector energético de forma primaria.

Gráfico 11

Costos estimados para la producción, transporte y distribución de hidrógeno en la Unión Europea en 2030



Nota: El gráfico muestra costos estimados de producción doméstica (en color morado) y distribución (color rosado) de hidrógeno en la UE en 2030. Se muestran los costos en dólares por kilogramo (USD/kg) de H₂ para la producción a partir de gas natural con captura, uso y almacenamiento de carbono (CUAC) y de electricidad verde, asumiendo un costo del gas natural de 8 dólares por millones de unidades térmicas británicas (USD/MBTU) y un costo de la electricidad de 47 USD/MWH. El rectángulo con borde punteado indica el rango de costos de transporte y distribución entre las alternativas de transporte de amoníaco, hidrógeno líquido y portador líquido orgánico de hidrógeno. La línea horizontal de color negro indica el valor de equivalencia en costos del hidrógeno con el gas natural.

Fuente: Elaboración propia con base en AIE (2019).

El transporte a gran escala de H₂ es viable a través de ductos. En efecto, se puede inyectar hidrógeno en las redes de gas natural en proporciones bajas (hasta el 3 %), sin dificultades y sin requerir modificaciones en las redes ni en los equipamientos actuales, e incrementar esa cantidad paulatinamente, con adecuaciones en las instalaciones. Esta estrategia tiene la ventaja adicional de poder impulsar la demanda de H₂ y su abaratamiento por economías de escala. Por su parte, la reasignación de redes de gas natural para el transporte de hidrógeno es una alternativa promisorio y costoefectiva en el largo plazo. Para ello, se requieren adecuaciones en la infraestructura existente, como la introducción de recubrimientos interiores en los gasoductos, el monitoreo interno del estado de las cañerías y la adaptación de compresores y válvulas para que aguanten la mayor presión requerida en el transporte de hidrógeno.

Respecto al almacenamiento, la alternativa a gran escala y por tiempos prolongados es el geológico. Los depósitos pueden ser cuevas subterráneas de sal,

yacimientos de petróleo y gas agotados y cavernas acuíferas. Actualmente, solo las cavernas de sal son una solución demostrada para el almacenamiento de hidrógeno sin pérdidas ni contaminación con impurezas, aunque su disponibilidad geográfica es limitada. Para el almacenamiento y transporte en pequeña escala las opciones actuales son el acopio en tanques de hidrógeno en forma de gas comprimido y en tanques criogénicos de hidrógeno en estado líquido¹⁶.

La industria del H₂ de bajo impacto en emisiones es promisorio para la región. Actualmente existen proyectos destacables, como los de Argentina (Hychico, en Patagonia), Costa Rica (Astra Rocker) y Chile (microrred). De hecho, este último país tiene la ambición de producir y exportar el H₂ más competitivo del mundo a partir de electricidad renovable para 2030 y muchos países de América Latina comparten las condiciones para desarrollar ese proceso. En algunos de ellos, como Brasil, la producción de biocombustibles y bioelectricidad existentes también podría ayudar a producir y exportar H₂.

¹⁶ Otras soluciones para el almacenamiento y transporte consisten en integrar el hidrógeno en compuestos portadores, tales como el amoníaco, sustancia formada por hidrógeno y nitrógeno (NH₃), o portadores orgánicos líquidos.

El gas como combustible de transición

Un espacio de políticas promisorio para la reducción de las emisiones de GEI en el corto plazo es el reemplazo del carbón y de los combustibles líquidos derivados del petróleo por gas natural.

El gas natural es el hidrocarburo con menos emisiones de CO₂ por unidad de energía entregada (ver el cuadro 4). Además, produce cantidades casi nulas de óxidos de azufre, óxidos de nitrógeno y partículas finas en suspensión, contaminantes locales que tienen impactos dañinos sobre la salud.

Adicionalmente, es viable el uso de gas en equipamientos existentes concebidos para otras fuentes fósiles. Por ejemplo, en el sector eléctrico es posible modificar las centrales de generación termoeléctrica alimentadas por carbón para que funcionen con gas natural, lo que resulta en gastos de capital hasta un 30 % menores que instalar una nueva planta. El uso del gas en vehículos también es una opción posible y ya desplegada en escala en la región.

Si el 50 % del uso de carbón y de combustibles derivados del petróleo en América Latina y el Caribe se sustituyera por gas natural, se alcanzaría una reducción directa equivalente al 6,5 % de las emisiones de la región. Para potenciar el rol del gas en la descarbonización, resulta clave adoptar medidas de eliminación de las emisiones fugitivas que erosionan la ventaja que tiene este producto.



Si el 50 % del uso de carbón y de combustibles derivados del petróleo en América Latina y el Caribe se sustituyera por gas natural, se alcanzaría una reducción directa equivalente al 6,5 % de las emisiones de la región

El comercio de gas natural a través de gasoductos o en forma de gas natural licuado para reemplazar el carbón y el petróleo en las matrices energéticas de otros países contribuiría a reducir las emisiones en esos países en el corto plazo¹⁷.

Un riesgo de la penetración del gas es que la adquisición de capital relacionado con su consumo retrase la velocidad de convergencia hacia la neutralidad en carbono. Una forma de minimizar ese riesgo es considerar la readecuación de equipamientos para el uso de gas natural como un paso inserto en una estrategia hacia la descarbonización.

¹⁷ El consumo mundial de carbón es aún superior al del gas natural, representando el 27 % de las fuentes primarias de energía, mientras que en la región representa solo el 5 % (OLADE, 2023b). No obstante, el comercio de gas natural de larga distancia requiere de infraestructura específica y capital intensivo para la licuefacción del gas en origen, el transporte marítimo en buques especializados y plantas de regasificación en destino.

Parte III

Demanda de energía y transición energética

La transición energética en las industrias de difícil descarbonización

La industria genera el 11 % de las emisiones directas y el 24 % de las emisiones energéticas de América Latina y el Caribe. De estas, los subsectores del cemento, el acero y el químico representan el 57 %. Estas tres industrias poseen tres características que los destacan: son esenciales para la economía moderna; tienen alta intensidad energética; y cuentan con limitadas alternativas viables para descarbonizar sus procesos productivos en el corto plazo.



La industria genera el 24 % de las emisiones energéticas de América Latina y el Caribe. De estas, los subsectores del cemento, el acero y el químico representan el 57 %

Las principales políticas de descarbonización para estos sectores se presentan en el cuadro 5 y se discuten con más detalle a continuación.

Cuadro 5
Políticas para la descarbonización de la industria

Cemento	Acero	Química
Utilización de hornos más modernos	Promoción de la industria del hidrógeno verde y fomento de polos industriales en zonas cercanas a esta que permitan la producción de acero	Promoción de la industria del hidrógeno verde y fomento de polos industriales en zonas cercanas a esta que permitan la elaboración de productos químicos
Adopción de normas técnicas sobre la composición y rendimiento del cemento para reducir el contenido de clínker	Financiamiento para la renovación de hornos y otras mejoras tecnológicas	Captura de carbono (tecnología madura en amoníaco)
Biomasa como combustible y ceniza de biomasa como sustituto del clínker	Economía circular y recuperación de chatarra	Electrificación de ciertos procesos (producción de pellets de plásticos)
Economía circular y reciclaje de hormigón		Circularidad y reciclaje del plástico, incluyendo regulaciones e impuestos a los plásticos de un solo uso

Cemento

El sector de cemento se caracteriza por generar emisiones no solo por su consumo energético, sino especialmente en su proceso productivo. Durante la producción, se generan cenizas, desechos de rocas y polvo que contienen contaminantes del aire, como material particulado ($MP_{2,5}$) y desechos sólidos. En el propio proceso de producción también se desprenden óxidos de nitrógeno (NO_x) y dióxido de azufre (SO_2) (Kusuma et al., 2022), contaminantes del aire que se descomponen en la atmósfera en $MP_{2,5}$. El 86 % de las emisiones de toda la cadena de valor, desde la extracción en cantera hasta la logística en obra, tienen lugar en la manufactura del clínker. De ese porcentaje, el 60 % procede de la calcinación de la piedra caliza, que al quemarse se descompone en óxido de calcio y dióxido de carbono, mientras que el restante 40 % procede de la quema de combustibles para esa calcinación. El 100 % de la energía térmica utilizada por el sector es para la obtención del clínker, mientras que el resto de los procesos consumen electricidad.

La alternativa con mayor potencial de descarbonización es reducir el uso del clínker para la producción de cemento. Las principales opciones actualmente viables para lograrlo son la ceniza volante, la cual

surge de la quema de carbón, y la escoria granulada de alto horno (EGAH), que es generada como residuo en la producción del acero de alto horno. Otras estrategias de mitigación para el sector son el uso de combustibles alternativos para la quema y de hornos modernos. Estos son hornos rotatorios con precalcinadores y precalentadores de suspensión, que constituyen la solución más eficiente para reducir las emisiones. En América Latina y el Caribe solo el 65 % de las plantas utilizan este tipo de hornos y presentan una edad promedio de 29 años, superior al promedio mundial de 18 años, indicando que queda espacio para actualizarlos y ganar en eficiencia. En cuanto al uso de combustibles, la biomasa se encuentra como la opción de mayor eficiencia y menores emisiones.



El 86 % de las emisiones de toda la cadena de valor del cemento tienen lugar en la manufactura del clínker. De ese porcentaje, el 60 % procede de la calcinación de la piedra caliza, mientras que el restante 40 % proviene de la quema de combustibles para esa calcinación

Acero

El sector representa el 20 % del consumo energético de los sectores industriales a nivel global y el 8 % del consumo energético mundial (AIE, 2020). La AIE proyecta que la demanda global de acero hacia 2050 aumente en más de un tercio respecto a su nivel actual. Por este motivo, existe una gran presión sobre el sector para descarbonizar su producción y hacer frente a la demanda creciente con un parque de hornos relativamente joven en países en desarrollo.

El 95 % de las emisiones del sector ocurren en el proceso de producción del acero y en su finalización y distribución (Zoryk y Sanders, 2023). Estas emisiones se deben principalmente al alto consumo energético, puesto que los combustibles fósiles son la fuente principal.

La producción de acero puede realizarse principalmente mediante dos vías. La más común es la vía primaria, la cual representa cerca del 70 % de su producción global y es aquella en la que se obtiene acero principalmente a partir de mineral de hierro, por lo general, utilizando altos hornos y acerías de oxígeno básico. Los altos hornos son alimentados con mineral de hierro, coque, carbón, gas natural, monóxido de carbono e hidrógeno para producir hierro fundido. Este es luego utilizado en la acería de alto horno, junto con chatarra, para producir el acero. Una alternativa a este proceso, que actualmente representa solo el 10 % de la producción primaria de acero mundial, es la reducción directa del hierro utilizando primero gas natural y, posteriormente, hornos de arco eléctrico.

Este método es menos intensivo en emisiones de GEI y tiene un alto potencial de descarbonización si la electricidad utilizada es generada con fuentes limpias, aunque tiene la desventaja de requerir mineral de hierro de alta calidad¹⁸.

La vía secundaria de producción del acero utiliza chatarra como insumo principal y se realiza con un horno de arco eléctrico, cuya principal fuente de energía es la electricidad, en lugar del carbón. Si bien este método emite significativamente menos GEI, por sí sola no sería viable para satisfacer el incremento proyectado de la demanda de hierro para 2050, dado que se precisa chatarra para su producción.

Algo que distingue a América Latina y el Caribe del resto del mundo es que ambos métodos de producción se utilizan en proporciones similares. Esta diferencia en el mayor uso de la vía secundaria y el hecho de que la matriz eléctrica de la región sea relativamente limpia explican, en parte, que sus emisiones por tonelada de acero producida sean menores que el promedio global. En 2019, esas emisiones (medidas en kg de CO₂/t) fueron un 12 % menores que en el resto del mundo y 25 % inferiores a las de China.



En 2019, las emisiones por tonelada de acero producida fueron un 12 % menores que en el resto del mundo y el 25 % inferiores a las de China

Productos químicos

La industria química engloba varios insumos que son muy importantes para las economías. Entre ellos están el amoníaco (clave para los fertilizantes), el metanol (con múltiples usos como solvente, anticongelante, combustible o para la producción de formaldehído) y los productos químicos de alto valor (HVC, por sus siglas en inglés), de los que se deriva, por ejemplo, el plástico. Esta industria es la principal consumidora

de petróleo y gas como insumo energético y para la elaboración de petroquímicos.

La producción de hierro genera otros contaminantes, entre ellos los principales del aire (SO₂, NO_x y MP_{2,5}) (AIE, 2020). El proceso productivo también contamina el suelo a partir de la liberación de metales pesados. La mayor parte de las emisiones del hierro son por el consumo energético, dada la gran necesidad de energía de los hornos para alcanzar altas temperaturas. Por lo tanto, las soluciones tecnológicas que permitirían reducir las emisiones de este sector están concentradas principalmente en la sustitución de los insumos fósiles y mejoras en la eficiencia, así como en la electrificación y la captura de carbono con uso o almacenamiento.

Dentro de las tecnologías que la AIE establece como actualmente maduras o en etapa de adopción temprana se encuentra la conversión de gases de escape en combustibles, el uso del biocarbón y la reducción directa del hierro a base de gas natural y arcos eléctricos.

Además de los esfuerzos de eficiencia energética, son necesarias las contribuciones tanto del lado de la oferta como de la demanda. En el caso de la oferta, se ha observado un avance en los anuncios de emisiones cero por parte de grandes acereras. Del lado de la demanda, se ha notado un fuerte crecimiento de la demanda de acero verde, impulsada principalmente por el sector del transporte.

La expansión de estos mercados verdes, junto con los anuncios de mecanismos de ajustes en frontera por carbono, refuerza la importancia de que las acereras de la región se posicionen primero en estos mercados, logrando establecerse como una industria pionera en el acero libre de emisiones.

La producción y consumo de químicos emite GEI de tres formas. Primero, utilizando combustibles fósiles como insumo para la fabricación de plásticos, pesticidas y otros productos químicos. Segundo, consumiendo grandes cantidades de energía para

¹⁸ Con una matriz eléctrica 100 % verde, estas emisiones representarían menos de la mitad de las emisiones del proceso primario.

la síntesis y elaboración de los productos finales. Finalmente, algunas de las sustancias que se producen son potentes gases de efecto invernadero, como, por ejemplo, los hidrofluorocarburos, utilizados en refrigerantes y aerosoles. En la etapa de producción, el amoníaco es el principal emisor de GEI y el compuesto con mayor intensidad de carbono (Pupo y González, 2023). Está seguido por el metanol, cuya producción ha mostrado el mayor crecimiento dentro de la industria química, aumentando más del 20 % entre 2015 y 2020 (Pupo y González, 2023). Finalmente, los HVC son los de menor intensidad de carbono.

Amoníaco

El amoníaco es un importante insumo para la elaboración de fertilizantes y juega un rol primordial en la seguridad alimentaria. Este compuesto también sirve como combustible libre de emisiones.

El proceso de producción del amoníaco demanda altas presiones y temperaturas. Más del 95 % de la energía consumida en ese proceso proviene de combustibles fósiles. Además, el gas natural es esencial para la síntesis del hidrógeno (H), el cual se utiliza como insumo clave en la producción de amoníaco. La obtención de amoníaco también implica el uso de ácido nítrico (HNO_3), que, al ser producido, emite dos contaminantes del aire: óxido nítrico (N_2O), un potente gas de efecto invernadero, y NO_x .

Metanol

La producción de metanol es intensiva en el uso de combustibles fósiles y suele estar localizada en países o regiones con manufactura petroquímica avanzada. El metanol se obtiene principalmente a partir de gas natural (60 % de su producción). Esta ruta es la más eficiente dado el alto contenido de metano en este gas. Casi toda la producción restante de metanol (39 %) se realiza a partir de carbón.

Finalmente, existe una forma de elaborar metanol a partir de fuentes renovables, pero solo representa un 1 % de la producción¹⁹.

Productos químicos de alto valor y plástico

Los productos químicos de alto valor (HVC) comprenden compuestos como el etileno, el propileno, el benceno, el tolueno y los xilenos. La demanda de estas sustancias está principalmente impulsada por la de plástico (Gabrielli et al., 2023). Sin embargo, las emisiones de GEI del plástico son mayores que las de los HVC, dada la intensidad energética que implica el proceso de transformación de esos compuestos (Gabrielli et al., 2023).

El plástico emite GEI en cada etapa de su producción y ciclo de vida. La obtención de resina de plástico a partir de combustibles fósiles representa cerca del 60 % de las emisiones de GEI vinculadas a este producto, mientras que su conversión en el bien final contribuye con cerca del 30 %. El restante 10 % corresponde a las emisiones en la etapa final de la vida del plástico, atribuidas a su manejo como residuo, y ocurren principalmente por su quema, aunque también existen emisiones relacionadas con su descomposición.

Medidas de descarbonización de la industria de químicos

Las principales medidas de descarbonización del sector químico son la captura de carbono con utilización o almacenaje, el hidrógeno verde, la electrificación de los procesos productivos y la sustitución de insumos por otros no contaminantes. Dentro de las medidas del lado de la demanda, se destaca la circularidad y las políticas que limitan el uso de ciertos productos químicos, como, por ejemplo, la prohibición de plásticos de un solo uso.

¹⁹ En esta ruta, los insumos principales son la biomasa (desechos agrícolas o forestales), el CO_2 capturado en otros procesos productivos y el hidrógeno obtenido con energía renovable.



Las principales medidas de descarbonización del sector químico son la captura de carbono con utilización o almacenaje, el hidrógeno verde, la electrificación de los procesos productivos y la sustitución de insumos por otros no contaminantes

En el caso del amoníaco, las medidas de eficiencia energética representan el 25 % de los esfuerzos de mitigación. Estos incluyen la adopción de las tecnologías avanzadas disponibles, mejoras operacionales y la sustitución del carbón por gas natural u otros combustibles menos intensivos en carbono (AIE, 2021b). A su vez, la captura de carbono en el proceso de producción de amoníaco ya es común.

En cuanto al metanol, existen dos vías principales para la descarbonización en el corto plazo. La primera es la producción de biometanol a partir de biomasa. La otra es el metanol verde o e-metanol, que se obtiene a partir de bioenergía con captura de carbono.

La principal alternativa para el plástico en el corto plazo es el reciclaje, que cuenta con dos opciones principales. La primera es el reciclaje mecánico, que implica la clasificación, lavado, molienda y reprocesado del plástico. Esta ruta es la de menos emisiones, dado que utiliza principalmente electricidad. La segunda es el reciclaje químico, el cual permite una mayor recuperación de los desechos, pero genera mayores emisiones. La sustitución de plásticos por otros materiales no es una opción que claramente implique reducciones de GEI.

La transición energética en el sector residencial

Los patrones de consumo energético del hogar dependen del clima, el acceso a las distintas fuentes, el ingreso y los precios de la energía, las características de la vivienda, así como de los equipamientos y aparatos de uso y generación de energía. La interacción de esos factores a lo largo del tiempo, junto con una serie de características históricas de los países y regiones, da lugar a patrones de consumo energético que condicionan las posibilidades de la transición, de los cuales se destacan cuatro.

1. En América Latina y el Caribe el sector residencial consume significativamente menos energía que en el mundo desarrollado.

El consumo por persona en la región fue de 0,17 toneladas equivalentes de petróleo (tep) en 2021 (OLADE, 2021). Dicho valor estuvo muy por debajo de los promedios de China (0,46 tep), Estados Unidos (0,73 tep) y Europa (0,56 tep) (National Bureau of Statistics of China, 2022; EIA, 2020; Eurostat, 2022).



El consumo de energía por persona en la región está muy por debajo de los valores de China, Estados Unidos y Europa

Ese menor consumo residencial per cápita se explica por la baja necesidad de calefacción²⁰ y los ingresos medios. Sin embargo, esto podría cambiar conforme la región crezca para cerrar su brecha de ingresos respecto al mundo desarrollado. Asimismo, el calentamiento global podría incrementar las necesidades de refrigeración. En efecto, se espera que la posesión de aire acondicionado en la región suba casi 20 puntos porcentuales hacia 2050 como consecuencia de la evolución prevista de las temperaturas y los ingresos, lo que aumentaría el total del consumo eléctrico residencial en un 13 %. Esto, además, introduciría una fuerte variabilidad estacional, con implicaciones para las capacidades requeridas de los sistemas eléctricos.

20 Solo un grupo reducido de países tienen necesidades de calefacción incluyendo Argentina, Bolivia, Chile, Ecuador, Perú y Uruguay. En cambio, las necesidades de enfriamiento son generalizadas.

2. El crecimiento económico trajo una limpieza de la matriz energética del hogar en las últimas décadas, pero persiste el desafío del excesivo uso de biomasa.

En 1970 la leña era la principal fuente de energía residencial en 23 de 27 países analizados, alcanzando un promedio del 58 % del total de consumo residencial. En 2021 este lugar lo ocupó la electricidad, con un 38 % de participación, aumentando 30 puntos porcentuales respecto a 1970 (OLADE, 2021). En general, el uso de energías sucias en el consumo residencial, que incluye, además de leña, queroseno, pasó del 82 % en 1970 al 36 % en 2021.

●● El uso de energías sucias en el consumo residencial pasó del 82 % en 1970 al 36 % en 2021. No obstante, el rol de la leña sigue siendo importante en algunos países

Aunque el rol de la leña ha disminuido en el consumo residencial en todos los países, en algunos sigue siendo la fuente más relevante, con un 61 % del consumo total en promedio. Estos países son los de menor ingreso per cápita (entre ellos, Guatemala, Haití, Honduras y Nicaragua), Chile, donde se usa para calefacción, y Colombia, Paraguay y Perú, donde se emplea principalmente para la cocción de alimentos²¹. El desafío de pasar a fuentes más limpias para cocinar es especialmente relevante en áreas rurales, donde la incidencia de combustibles sucios es mucho mayor.²² En el promedio simple de los países, la incidencia de la biomasa en 2021 fue 20 puntos porcentuales mayor y la de gas 20 puntos menor en las áreas rurales que en las urbanas.

3. En la región se ha logrado un notable incremento en el acceso a electricidad, pero aún existen brechas de acceso en zonas rurales de ciertos países. Por otra parte, la informalidad de las conexiones es un problema relevante en las zonas urbanas.

Gracias a los importantes progresos realizados en las últimas décadas, la cobertura eléctrica residencial ha crecido considerablemente en toda la región hasta alcanzar la universalidad en los países de mayor ingreso per cápita. Las brechas de acceso que aún existen en países como Bolivia, Colombia, Ecuador, El Salvador, Panamá y Perú se deben al rezago en las áreas rurales (ver el gráfico 12).

La generación solar es particularmente atractiva en zonas rurales donde no existe red eléctrica, ya que permite acceder a la electricidad sin incurrir en los costos de extensión de la infraestructura. Las iniciativas de este tipo son abundantes en los países de la región, con una mención especial al Programa Masivo Fotovoltaico de Perú, que llevó energía eléctrica a más de 200.000 hogares.

En las zonas urbanas, el reto de las conexiones informales es relevante y plantea, a su vez, dos problemas adicionales. Por un lado, la informalidad conlleva riesgos para la salud y deficiencias en la calidad de la conexión tanto en lo que respecta a la continuidad del suministro como a su potencia. Por el otro, la ausencia de medidor implica que se pierde el rol regulador que tienen los precios en el consumo de electricidad, además de conllevar potenciales problemas de ingresos para las empresas distribuidoras.

4. La energía representa un componente importante del presupuesto de los hogares, especialmente de los más pobres.

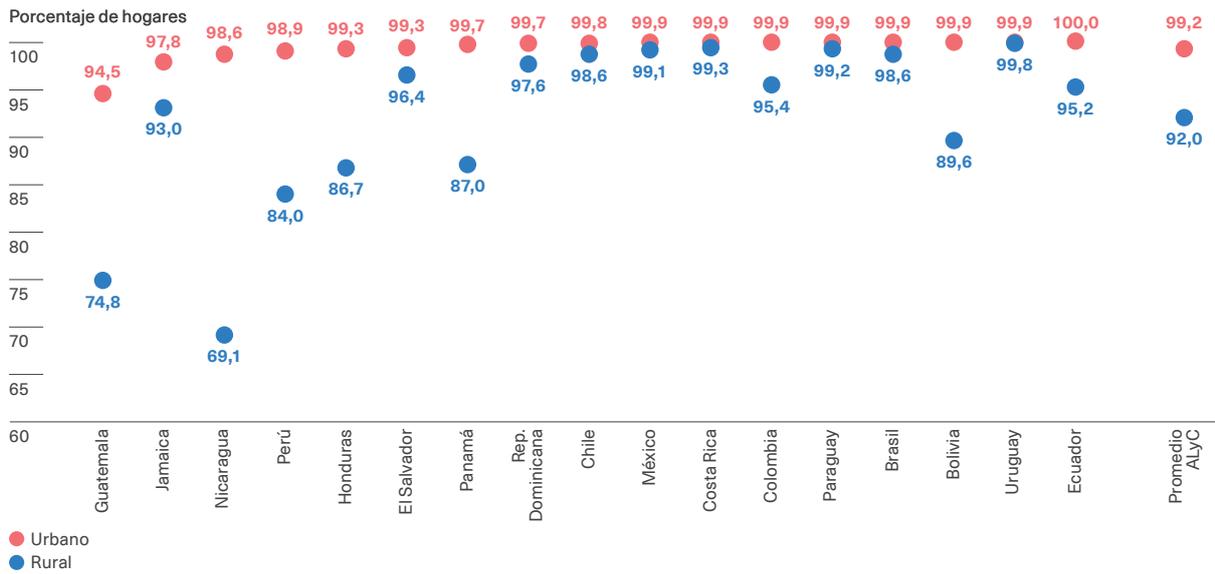
En promedio, los hogares gastan un 6 % de su presupuesto en energía, mayormente en electricidad, superando el 10 % entre los más pobres de algunos países. Esto puede ser un desafío para la remoción de subsidios a la electricidad, que en algunos países de la región (9 de 32) superan un punto del PIB. En efecto, según la edición 2018 de la encuesta Latinobarómetro, en el promedio simple de 18 países, un 54 % de los entrevistados declararon haber tenido en algún momento dificultades para pagar la factura de electricidad.

21 En algunos países, como en Guyana, la fuente sucia más presente es el queroseno, cuyo consumo también ha caído considerablemente en la región.

22 Verma e Imelda (2023) encuentran que el acceso a combustibles limpios para cocinar tiene efectos positivos importantes en la salud y en la oferta laboral, particularmente para las mujeres.

Gráfico 12

Proporción de hogares con conexión a la red eléctrica según el área de residencia

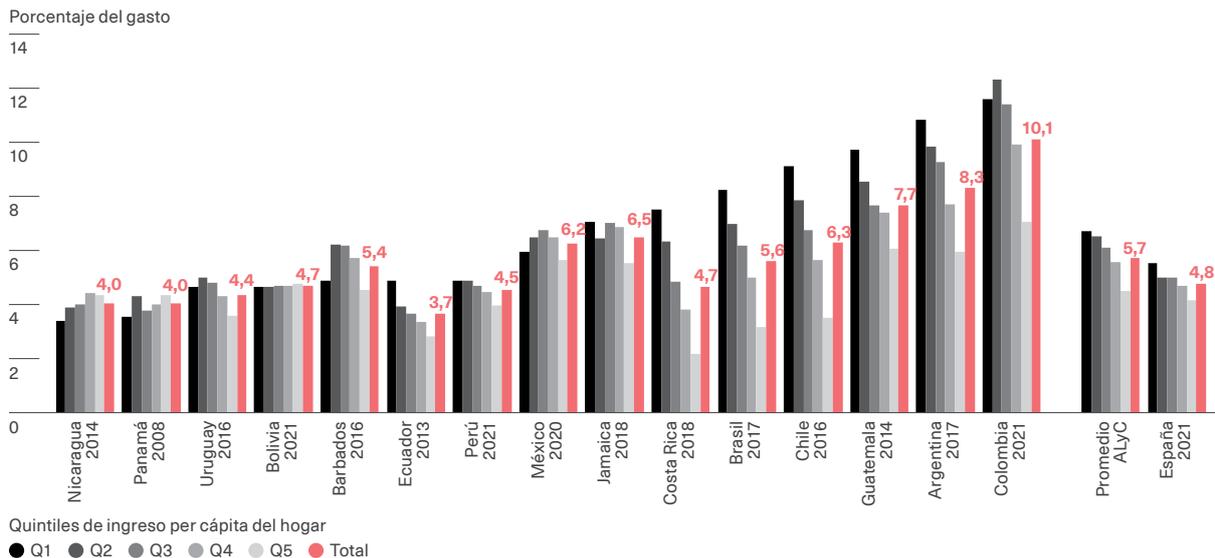


Nota: La variable fue construida a partir de encuestas de hogares nacionales.

Fuente: Puig y Tornarolli (2023).

Gráfico 13

Porcentaje del gasto de los hogares dedicado a consumo de energía residencial



Nota: El gráfico muestra el peso promedio que tiene el gasto en energía para usos residenciales en el presupuesto del hogar según el quintil de ingreso per cápita familiar en 15 países de ALyC, el promedio regional y en España. Dicho gasto no incluye el consumo de combustible para el transporte. Los datos fueron obtenidos a partir de encuestas de hogares nacionales en el periodo 2013-2021, con la excepción de Panamá (año 2008). En algunos países la encuesta de hogares fue realizada durante dos años y por motivos de espacio en el gráfico se muestra solo el primero. Este es el caso de Argentina (2017-2018), Brasil (2017-2018), Chile (2016-2017), Costa Rica (2018-2019), Ecuador (2013-2014) y Uruguay (2016-2017).

Fuente: Puig y Tornarolli (2023).

Políticas para la transición energética en el sector residencial

El diagnóstico previo permite identificar claramente tres desafíos principales para lograr una transición energética exitosa en el consumo residencial.

Las políticas para el sector pueden plantearse en función de esos desafíos (sintetizados en el cuadro 6).

Cuadro 6

Políticas potenciales para los tres principales desafíos de la transición energética en el sector residencial

Desafíos	Objetivo	Políticas
Cocción y calefacción con biomasa	Sustituir por artefactos más eficientes o que utilicen energía limpia	Subsidios y financiamiento para el recambio de cocinas y estufas Campañas informativas
Aumento en la demanda de electricidad	Mejorar la eficiencia de aparatos y edificios	Subsidios y financiamiento para el recambio de aparatos viejos
		Estándares mínimos y etiquetado
		Campañas informativas
	Promover un uso más eficiente de la electricidad	Campañas informativas que incluyan comparaciones de consumo con otros hogares Precios dinámicos y sin subsidios generalizados Programas de regularización de la conexión
Acceso de los hogares más pobres a electricidad de calidad	Generar electricidad en los hogares	Subsidios y financiamiento para la adquisición de paneles solares focalizados en hogares de menores ingresos
	Contener el impacto del gasto de la electricidad en hogares pobres	Subsidios a la tarifa eléctrica focalizados en hogares de menores ingresos Tarifa eléctrica por bloques
	Dar acceso a la electricidad en áreas rurales	Subsidios y financiamiento para la adquisición de paneles solares focalizados en hogares de menores ingreso
	Formalizar las conexiones irregulares en áreas urbanas	Subsidios a la tarifa eléctrica focalizados en hogares de menores ingresos
		Tarifa eléctrica por bloques
		Programas de regularización de la conexión

Desafío 1: Cambios en la tecnología para cocinar y calefaccionar

Si bien la migración hacia la fuente eléctrica es la solución ideal en este ámbito, ello demanda redes de transmisión y distribución, que en algunas zonas rurales de

ciertos países no están siempre presentes, y el cambio de equipos y costumbres, lo cual puede ser costoso. La opción del gas natural tiene un problema similar. El gas licuado de petróleo, aunque no es el óptimo ambientalmente, es mucho más fácil de distribuir, por lo que podría plantearse como una alternativa de transición hasta que mejore el acceso a la energía eléctrica²³.

23 Sin embargo, hay que considerar que parte de las ganancias en reducción de emisiones por el uso de GLP pueden verse reducidas porque la distribución del gas implica un transporte que generalmente se realiza con vehículos a combustión.

No obstante, hay espacios de mejora, manteniendo la biomasa como fuente, pero aprovechando los últimos avances en su uso. Por ejemplo, en el caso de las estufas, que son muy utilizadas para calefacción en Chile y Uruguay, las que se alimentan con pellets son más eficientes y limpias en términos de producción de material particulado que las de leña tradicionales (Boso et al., 2019).



Las intervenciones informativas aparecen como alternativas con alta costo-efectividad para reducir las emisiones del sector residencial

El bajo uso de estas alternativas más limpias se puede deber a la poca disposición a pagar o al desconocimiento de las ganancias en salud que conllevan. Por ello, pueden plantearse dos tipos de estrategias: 1) subsidiar la adquisición de aparatos más eficientes y 2) realizar intervenciones de información y educación. Estas políticas son complementarias, ya que los subsidios a la adopción de nuevas tecnologías pueden no resultar efectivos si no van acompañados por un componente de información y educación (Hanna et al., 2016).

Desafío 2: Promover la eficiencia energética en los hogares

Las intervenciones para mejorar la eficiencia y promover el ahorro en el consumo de electricidad pueden agruparse en tres categorías: 1) mejorar la eficiencia de aparatos eléctricos y edificios de los hogares mediante subsidios o estándares obligatorios; 2) proveer información y educación tanto para la adopción de aparatos nuevos más eficientes como para el uso de los existentes y 3) modificar el nivel y la estructura de los precios de la energía.

La evidencia disponible en cuanto a los subsidios para la adquisición de equipos más eficientes muestra efectos limitados, aunque usualmente positivos, dependiendo del tipo de artefacto y, en algunos casos, con baja costo-efectividad. Evaluaciones realizadas en México para refrigeradores y aires acondicionados muestran una reducción en el consumo de electricidad, pero con un elevado costo, estimado en más de USD 500 por tonelada de CO₂.

Otra política de eficiencia energética se relaciona con el mejoramiento de los envolventes de las viviendas. En la región existen déficits de calidad constructiva, que suponen pobres condiciones de aislamiento térmico de los edificios²⁴. Las dos políticas específicas más relevantes para la mejora de la eficiencia energética de las viviendas son la inclusión de estándares mínimos en los códigos de construcción y las intervenciones informativas. Dado que en la región existen serios problemas de asequibilidad de la vivienda, las políticas públicas deben ser especialmente cuidadosas en la evaluación del costo-beneficio de las intervenciones en eficiencia energética en edificios para no contribuir a dicha problemática.

La adopción de estándares mínimos en electrodomésticos cuenta con evaluaciones más favorables y ha sido ampliamente implementada en el mundo en las últimas cuatro décadas. La región muestra rezagos, especialmente en los electrodomésticos que usan agua, como lavarropas y lavaplatos, donde los estándares cubren solamente el 20 % del consumo, y en aparatos con pantallas, donde la cobertura de estándares mínimos en la región sería nula, en contraste con alrededor del 70 % para el promedio global.

Respecto a las intervenciones informativas, existen tres tipos principales: el etiquetado de electrodomésticos, la provisión de información sobre el nivel de consumo eléctrico propio y de los vecinos²⁵ y las campañas informativas.

24 Destaca Bolivia, donde casi la mitad de su población reside en construcciones que presentan algún tipo de déficit.

25 Una forma de provisión de información sobre el consumo propio que ha resultado particularmente exitosa es la comparación con el consumo de vecinos de similares características (Allcott, 2011; Ayres et al., 2009; Costa y Kahn, 2013). La evaluación de una intervención de este tipo en Quito mostró una reducción del consumo mensual promedio de alrededor del 1 % (Pellerano et al., 2017).

En cuanto a las políticas de precios, ciertamente el encarecimiento de la energía puede promover la eficiencia y el ahorro en el consumo de electricidad de los hogares, pero enfrenta dificultades. Primero, las respuestas en el corto plazo son relativamente limitadas, con reducciones del 2 % y el 4 % del consumo por cada 10 % de incremento en los precios. Segundo, el consumo de energía ya representa una fracción importante del presupuesto familiar de los más pobres. Por su parte, la introducción de precios dinámicos enfrenta como obstáculo adicional que los hogares tienen dificultades para reaccionar a esquemas de tarifas que son más eficientes, pero más complejos. A ello se suma un obstáculo tecnológico o de infraestructura por la necesidad de instalar medidores especiales en los hogares. Así mismo, incrementos de precios pueden inducir a la informalidad²⁶.

Desafío 3: Mejorar el acceso de los hogares a electricidad de calidad

Este desafío supone actuar en múltiples dimensiones. La primera consiste en contener el impacto del gasto

en electricidad en el presupuesto del hogar. Para ello se pueden utilizar dos herramientas: subsidios focalizados y tarifas eléctricas crecientes por bloques. No obstante, la penetración de las ERNC puede favorecer una migración hacia esquemas tarifarios con mayor importancia del componente fijo, lo que puede ir en contra de la asequibilidad.

La segunda dimensión se refiere a proveer acceso a la electricidad a los hogares pobres de áreas rurales. El subsidio a la adquisición e instalación de paneles solares puede mejorar el acceso en dichas áreas.

Finalmente, es preciso el mejoramiento de las conexiones irregulares a las redes de electricidad y así superar los problemas de acceso que estas suponen. El avance en soluciones en este ámbito tiene dos aristas. Una coincide con el problema presupuestario del hogar, planteado en la primera dimensión, y con las herramientas de política correspondientes. La otra arista se relaciona con el aspecto de infraestructura y gestión de la distribución eléctrica, en cuanto a que es necesario instalar cables y medidores para regularizar la situación de barrios que están conectados a la red de forma irregular.

Transporte y transición energética: hacia una movilidad sustentable

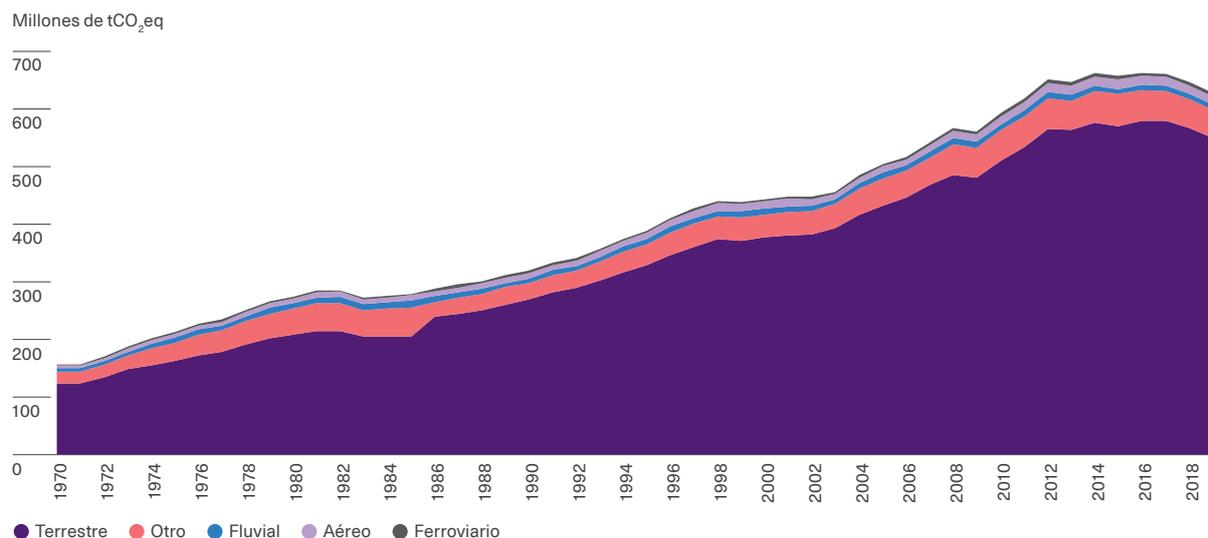
El sector del transporte en América Latina y el Caribe genera el 12 % de las emisiones directas de GEI y el 25 % de las emisiones energéticas de la región. De estas emisiones, la enorme mayoría son producidas por vehículos terrestres. Estos liberan el 85 % del total de emisiones del transporte de América Latina y el 88 % de las del Caribe (Minx et al., 2021). Aproximadamente la mitad de dichas emisiones corresponden a automóviles y el resto, a vehículos de carga y autobuses (Vergara et al., 2021). Las emisiones de GEI se triplicaron en el último medio siglo debido al incremento tanto del número de automóviles particulares como de camiones de carga (gráfico 14).

● ●
El sector del transporte en América Latina y el Caribe genera el 25 % de las emisiones energéticas de la región. De estas emisiones, la enorme mayoría son producidas por vehículos terrestres

26 Diversos estudios han mostrado que la respuesta de los consumidores a mecanismos tarifarios concebidos para mejorar la eficiencia no da los resultados esperados, entre otros motivos por la dificultad para comprenderlos (ver el capítulo 7 del reporte para más detalles).

Gráfico 14

Emisiones de GEI del sector del transporte en América Latina y el Caribe



Nota: El gráfico muestra la evolución de las emisiones de GEI del sector del transporte, medidas en millones de toneladas equivalentes de dióxido de carbono (MtCO₂eq), en ALyC en el periodo 1970-2019 y su distribución según el modo de transporte. Los gases incluidos son dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O) y gases fluorados. El sector del transporte se divide en terrestre, fluvial, aéreo, ferroviario y otros (donde se incluye el transporte por tuberías).

Fuente: Elaboración propia con base en datos de Minx et al. (2021).

Cuadro 7

Desafíos y políticas en el sector del transporte para la transición energética

Desafíos	Objetivo	Políticas
Emisiones al alza y brechas de equidad en el transporte de personas en ciudades	Mayor participación modal del transporte público	Infraestructura de transporte público Subsidios al transporte público con componente de demanda focalizado
	Mayor participación modal de los desplazamientos a pie	Infraestructura segura para peatones y ciclistas
	Menor participación modal del automóvil individual	Impuestos a la congestión, el estacionamiento, la propiedad de vehículos y la gasolina
	Electrificación de vehículos	Facilitar el desarrollo de redes de carga mediante subsidios y regulaciones Subsidios al recambio de la flota de buses y taxis
Emisiones del transporte de carga en alza	Disminuir las emisiones del transporte de carga pesada	Impuestos a los combustibles fósiles Impuestos a la propiedad crecientes según la edad del vehículo Desarrollo de infraestructura ferroviaria cuando sea costo-efectiva
	Disminuir las emisiones del transporte de carga liviana	Impuestos a los combustibles fósiles Facilitar el desarrollo de redes de carga mediante subsidios y regulaciones Financiamiento para la renovación de la flota



La reducción de emisiones en el transporte se logrará mediante la mayor utilización de las formas menos contaminantes, la electrificación de los motores y las mejoras en la eficiencia tanto de los motores a combustión interna como de la cadena logística

Una transición energética en el sector del transporte que disminuya las emisiones de GEI se logrará mediante tres mecanismos: 1) la utilización en mayor medida de las formas menos contaminantes; 2) la electrificación de los motores; y 3) las mejoras en la eficiencia tanto de los motores a combustión interna como de la cadena logística. Existen diferentes políticas para promover estos mecanismos, que se pueden ordenar según se trate de transporte de pasajeros o de carga (cuadro 7).

Transporte de personas en las ciudades

Los hogares de las grandes ciudades de América Latina y el Caribe destinan en promedio 1,5 horas diarias y el 17 % de su ingreso a los viajes urbanos (Gandelman et al., 2019). Esta relevancia de la movilidad urbana para el bienestar hace que las demandas de disminución de las emisiones deban considerarse junto con las de un mejor acceso a las oportunidades de desplazamiento.

Las emisiones relacionadas con estos viajes dependen de dos factores principales: el modo de transporte y la distancia. Ambos factores están influidos por la forma urbana (Stocker et al., 2013). Formas urbanas con mayor densidad suponen menores distancias entre orígenes y destinos y, por tanto, menos consumo de energía y emisiones. Las ciudades de la región tienen niveles de densidad promedio levemente superiores a los de las ciudades europeas y similares a las de Oriente Medio y Norte de África (Daude et al., 2017). El desafío a futuro en este sentido viene dado porque, a medida que aumenta el ingreso, las ciudades suelen crecer más en extensión que en población (Moreno-Monroy et al., 2021), incrementando las distancias por recorrer y presionando para un mayor uso del automóvil.

En lo que se refiere a los modos de transporte, el consumo energético promedio varía enormemente entre ellos, con el automóvil superando ampliamente al resto, y la caminata, la bicicleta y el tren presentando los consumos mínimos (ver cuadro 8). Respecto al combustible predominante, en los automóviles, los buses y el BRT es de origen fósil, mientras que el tranvía, el tren y el metro suelen funcionar con electricidad. Las modalidades activas están impulsadas

por las personas. Las distintas combinaciones de cantidad de energía y tipo de combustible hacen que las emisiones sean muy dispares entre los diferentes modos. Por ejemplo, las emisiones por kilómetro y pasajero de un automóvil que funciona con gasolina son cinco veces más altas que las de un bus que funciona a gasoil y cien veces más que las de un bus eléctrico (MOVÉS, 2021).



Si se quieren reducir las emisiones del transporte urbano se precisa disminuir el uso del automóvil individual e incrementar las modalidades activas y el transporte público

Las diferencias de intensidad energética y combustible utilizado implican, por tanto, disminuir el uso del automóvil individual e incrementar las modalidades activas (caminata y bicicleta) y el transporte público si se quieren reducir las emisiones del transporte urbano. Los datos del Observatorio de Movilidad Urbana (OMU) sugieren que las modalidades sustentables tienen un amplio dominio en el transporte urbano de personas en América Latina y el Caribe (ver el cuadro 9). Un espacio para la reducción de emisiones en el transporte público es la electrificación de los buses. Finalmente, un desafío para la región es que el incremento en el ingreso por habitante no se traduzca en una mayor participación del automóvil privado en los modos de desplazamiento.

Cuadro 8

Eficiencia y consumo energético de distintos medios de transporte urbano

	 Automóvil	 Bus	 Bicicleta	 BRT	 Caminata	 Tranvía	 Tren/metro
Pasajeros por hora	 2.000	 9.000	 14.000	 17.000	 19.000	 22.000	 80.000
MJ/pasajero-km	1,65-2,45	0,32-0,91	0,1	0,24	0,2	0,53-0,65	0,15-0,35
Combustible predominante	Fósil	Fósil	Comida	Fósil	Comida	Electricidad	Electricidad
USD/pasajero-km infraestructura	2.500-5.000	200-500	50-150	500-600	50-150	2.500-7.000	15.000-60.000

Nota: El cuadro muestra, para distintos modos de transporte, el número de pasajeros que pueden viajar de manera cómoda y segura, tomando como referencia ciudades europeas y asiáticas, la intensidad energética por pasajero-kilómetro (medida en megajulios), los costos de infraestructura por pasajero-kilómetro (en dólares) y el tipo de combustible predominante para su operación. En el caso de la intensidad energética de buses, el valor inferior corresponde a Austria, mientras que el superior se da en México. Originalmente en euros, el costo de infraestructura se expresó en dólares mediante el tipo de cambio vigente en el año al que refieren los datos (2010).

Fuente: Figueroa et al. (2014).

Junto con la forma urbana, la calidad del transporte público y su precio relativo son determinantes en la elección de los viajeros e influyen en la distribución modal en las ciudades. Respecto a la calidad, cuatro problemas importantes son la baja frecuencia del servicio, el estado del parque automotor público, el prolongado tiempo de viaje y las deficiencias de seguridad, que además, tienen un sesgo de género (Daude et al., 2017). Por otro lado, existe espacio para promover la transición energética en el transporte mediante mayores impuestos a la gasolina y subsidios al transporte público.

En lo que respecta al transporte particular de personas, las tecnologías para su descarbonización se encuentran relativamente avanzadas. El crecimiento explosivo a nivel global de los vehículos eléctricos se explica por la aparición de modelos más económicos, las mejoras generales en su autonomía y sus prestaciones y la existencia de fuertes subsidios en algunos países.

Un aspecto fundamental para la adopción de vehículos eléctricos es la infraestructura de recarga. Esta se transformó en una de las principales limitaciones a una adopción más acelerada en los países desarrollados (Climate Group, 2023). Sin embargo, América Latina y el Caribe cuenta con la ventaja de que la autonomía de los vehículos eléctricos es, en general, suficiente para el uso diario urbano, dado que las distancias por recorrer en sus ciudades no son excesivas. Además del parque de cargadores, es importante la calidad y fiabilidad de estos dispositivos. El incremento en la utilización de estos cargadores puede generar congestión no solo en los propios aparatos de carga, sino también en la red eléctrica.

La electrificación del automóvil particular difícilmente será una solución integral al problema de la movilidad de personas en las ciudades. En primer lugar, la electrificación de los automóviles resulta muy costosa para los ingresos de la mayoría de los hogares de la región. Para un latinoamericano y caribeño promedio, pagar un auto que funciona con combustibles fósiles requiere entre 6 y 14 años

de ingreso, mientras que para el vehículo eléctrico más barato hacen falta casi 17 años. Este mayor precio de los vehículos eléctricos se debe principalmente al costo de sus baterías. A esto se suma que en América Latina y el Caribe no existe un gran mercado de vehículos eléctricos usados, lo que podría abaratar su adquisición. En segundo lugar, su potencial de reducción de las emisiones depende de que la matriz de generación eléctrica de los países sea mayoritariamente limpia. En tercer lugar, algunas externalidades negativas del uso de los automóviles, como la congestión, no se resuelven con la electrificación y otras, como los accidentes, incluso pueden empeorar debido al mayor peso de los vehículos eléctricos.

A pesar del avance de los vehículos eléctricos, se espera que la demanda de combustibles fósiles para el transporte continúe aumentando hasta 2050 en buena parte de los países en desarrollo, impulsada en cierta medida por el crecimiento poblacional (AIE, 2023b). Debido a ese incremento de la demanda, la reducción de emisiones requerirá usar vehículos híbridos, puesto que suponen una mejora de eficiencia respecto a los de combustión interna, e implementar y desarrollar tecnologías que logren este mismo objetivo, entre las que se destacan el uso de biocombustibles, como el bioetanol, el biodiésel y el biogás.

Cuadro 9

Reparto modal en 10 grandes ciudades

	Bogotá	Buenos Aires	Ciudad de México	Curitiba	Montevideo	Panamá	Río de Janeiro	Salvador de Bahía	San Pablo	Santiago de Chile
Público	34,2	37,8	45,5	25,2	28,4	38,1	47,3	34,9	30,9	19,8
Metro/tren	0,0	11,2	11,9	0,0	0,0	1,0	6,2	0,0	11,1	5,9
Bus/BRT	34,2	26,6	33,6	25,2	28,4	37,1	41,1	34,9	19,8	13,9
Activo	32,1	28,5	30,3	25,4	36,5	8,3	28,3	36,2	32,7	41,2
Caminata	24,7	24,5	28,5	23,3	34,7	8,1	27,2	35,3	31,8	36,9
Bicicleta	7,4	3,9	1,8	2,1	1,8	0,2	1,0	0,9	0,9	4,3
Motorizado individual	24,5	31,5	23,1	49,0	35,1	45,4	23,4	22,4	30,6	33,0
Auto	14,3	26,8	16,9	45,8	31,7	35,2	22,7	19,1	27,0	27,5
Taxi	4,5	1,6	5,3	0,5	1,0	9,3	0,0	1,4	1,1	4,9
Moto	5,7	3,1	1,0	2,7	2,5	0,9	0,7	1,9	2,5	0,6
Otros	9,1	2,3	1,1	0,4	0,0	8,3	1,0	6,3	5,8	6,0
Año	2019	2018	2017	2017	2016	2014	2011	2012	2017	2012

Nota: El cuadro muestra la distribución porcentual de viajes diarios según el modo principal de transporte en 10 ciudades de 7 países de ALC, para el periodo 2011-2019 (varía según la ciudad específica). Los datos fueron obtenidos a partir del procesamiento de encuestas de movilidad. La categoría "taxi" no es reportada para Río de Janeiro.

Fuente: Elaboración propia con base en datos de OMU (2023).

Transporte de carga

El transporte de carga genera a nivel global cerca de la mitad de las emisiones del transporte terrestre a pesar de representar solo el 8 % de los vehículos. En América Latina y el Caribe más del 85 % de la carga transportada viaja por carretera y existen algunos signos de importantes ineficiencias en este subsector. En promedio, un camión en la región recorre cerca de 62.000 km al año, un 40 % menos que en Estados Unidos y la Unión Europea; a su vez, un 40 % de los viajes se realizan con los camiones vacíos, lo que contrasta con un 25 % en Norteamérica.

Las tres principales alternativas tecnológicas para descarbonizar el transporte de carga son su electrificación, el uso de combustibles alternativos, como el gas natural, el hidrógeno verde y los biocombustibles, así como la mayor utilización del ferrocarril.



Un camión en América Latina y el Caribe recorre aproximadamente un 40 % menos kilómetros al año que en Estados Unidos y la Unión Europea; a su vez, un 40 % de los viajes se realizan con los camiones vacíos, lo que contrasta con el 25 % en Norteamérica

Los camiones de carga pesada enfrentan grandes desafíos para la electrificación. Para estos una opción es el gas natural. Si bien este no es un combustible libre de emisiones, genera menos GEI que el diésel y la gasolina y es un recurso abundante en América Latina y el Caribe.

El hidrógeno verde, aunque es una solución con emisiones cero, mayor autonomía y recarga más rápida que la de los camiones eléctricos, aún no se utiliza, principalmente por la dificultad y el alto costo de su producción, almacenamiento y distribución (Cantillo, 2023). En el caso de los biocombustibles, son una alternativa desde hace varios años, pero solo representan el 4 % del uso energético total de este subsector (AIE, 2022).

El transporte de carga ferroviario tiene un uso energético que supone en promedio solo un 15 % de la energía utilizada en el transporte de carga terrestre (Gross, 2020). Sin embargo, la infraestructura para los trenes es costosa, por lo que la alternativa solo se vuelve económicamente viable cuando una ruta alcanza una escala de carga suficientemente elevada.

Logística urbana

Los vehículos de carga livianos, principalmente utilizados para el denominado transporte de última milla, tienen un gran potencial de electrificación. Esos vehículos están liderando la descarbonización del transporte de carga, dado que, en general, viajan a distancias más cortas y con mayor frecuencia.

La logística urbana supone desafíos y oportunidades especiales en el contexto de la transición energética. En cuanto a los desafíos, la mayor participación de los camiones en las emisiones de GEI y otros contaminantes en medios urbanos en comparación con su rol en la flota vehicular también se verifica en las ciudades. Esto se explica por tres factores. El primer factor es que el transporte de mercancías supone mover más peso que el transporte de personas y eso requiere una potencia superior, lo que genera más emisiones. En este sentido, las principales oportunidades de electrificación están en los vehículos pequeños y medianos. Un segundo factor es que la mayor participación de los camiones en las emisiones se debe fundamentalmente a que el nivel de uso de estos vehículos es superior al de los vehículos particulares, lo cual mejora la ecuación económica de la electrificación. El tercer factor es específico a la región y tiene que ver con la mayor informalidad y antigüedad de la flota de logística urbana (SPIM-Taryet, 2019).

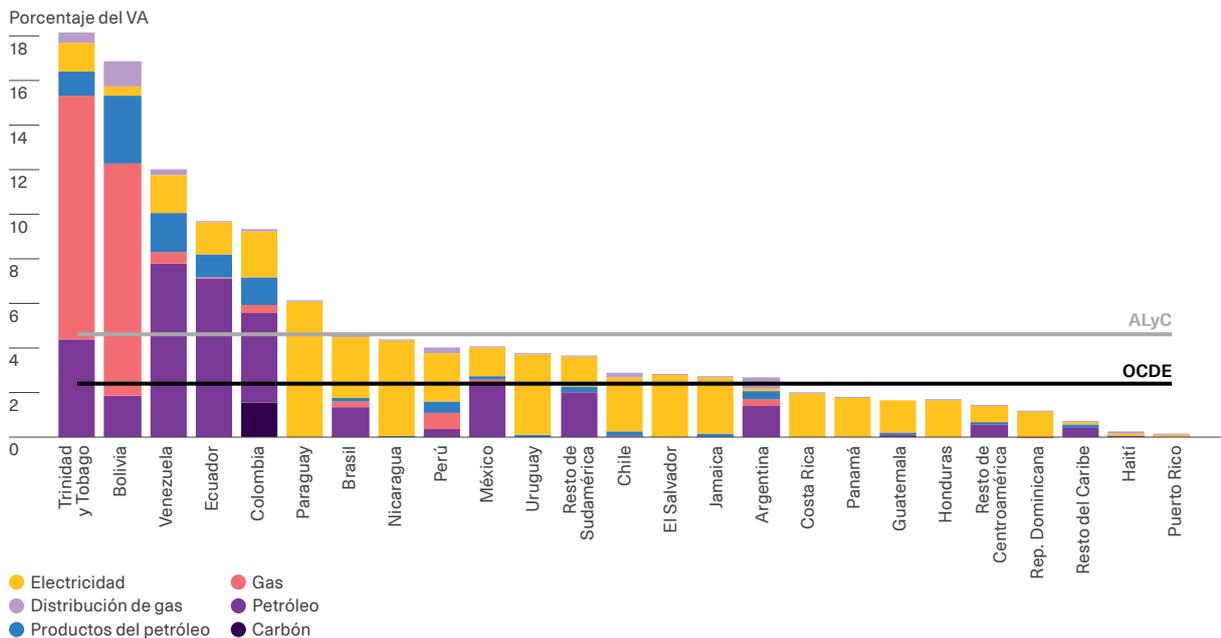
Parte IV

Hacia una transición justa: oportunidades y desafíos

El sector energético tiene un mayor aporte al valor agregado en América Latina y el Caribe que en la OCDE. Mientras que en la primera región proporciona el 4,6 % del valor agregado, en la segunda la participación es del 2,5 %. Estos números esconden, sin embargo, una gran heterogeneidad en la región. En países como Trinidad y Tobago, Bolivia

y Venezuela, los sectores energéticos representan el 18 %, 17 % y 12 % del valor agregado, respectivamente; en otros, como Haití o República Dominicana, su contribución es inferior al 1 %. Esto pone de manifiesto que los impactos agregados de la transición serán muy dispares.

Gráfico 15
Participación de los sectores energéticos en el valor agregado por países



Fuente: Elaboración propia con base en Aguiar et al. (2022).

Dada la relevancia del sector energético en la región, la transición traerá aparejada un conjunto de desafíos tanto en el ámbito macroeconómico como en el laboral.

Ello se debe no solo a los efectos directos en el sector energético, sino también por importantes efectos indirectos a través de los encadenamientos productivos.

Desafíos macroeconómicos de la transición energética

La explotación de recursos fósiles lleva asociados dos factores clave: los ingresos fiscales y los ingresos externos que generan. Los países productores de hidrocarburos enfrentarán un doble choque por una potencial reducción de ambos tipos de ingresos. Países como Bolivia, Colombia, Trinidad y Tobago o Venezuela son exportadores netos de energía y estas ventas representan una porción relevante de sus exportaciones de bienes y servicios totales, además de importantes fuentes de ingresos fiscales. Este doble impacto requerirá una transformación productiva y fiscal para adecuar la economía al nuevo contexto. En el aspecto fiscal, la transición puede implicar la introducción o rediseño de algunos impuestos existentes. De estos, un tipo especial son los vinculados al medio ambiente, como los impuestos a la energía fósil, al transporte o a las emisiones, que permiten atender un doble objetivo: mejorar la recaudación y promover la eficiencia reduciendo la externalidad negativa que generan las emisiones.



Los países productores de hidrocarburos enfrentarán un doble choque por la potencial reducción de los ingresos fiscales y externos

Ahora bien, la transición energética no sólo impactará a los productores de hidrocarburos, sino también a los importadores de energía. Dentro de este grupo se distinguen dos conjuntos de países. Por un lado,

están los importadores de energía con alto potencial de producción energética a partir de fuentes renovables, como Chile. Para estos países, se abre una ventana de oportunidades, ya que pueden generar ingresos fiscales mediante la explotación de estos recursos y, a la vez, reducir la importación de energía, mejorando sus cuentas externas. Por otro lado, países con bajo potencial de producción con renovables pueden verse afectados por un incremento en el precio de la energía y una reducción en el suministro.

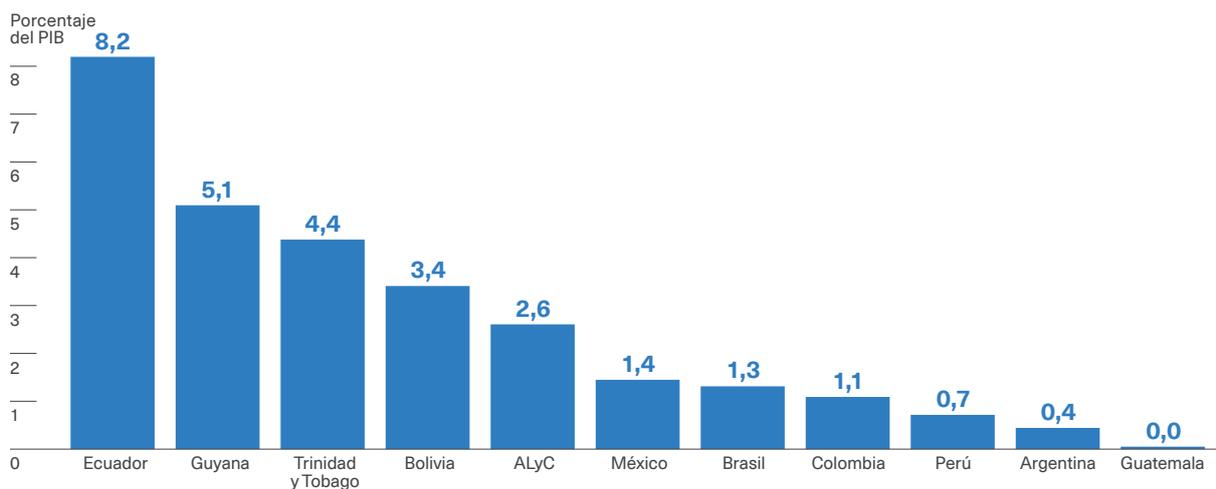
A su vez, la energía es un insumo clave para muchos sectores de la economía y, por lo tanto, cambios en sus precios pueden rápidamente trasladarse al resto de la economía. Este traslado puede venir por distintos canales, como son la *climateflation*, la *fossilflation* y la *greenflation*²⁷. Esta mayor volatilidad en los precios de la energía en particular y de la economía en general presenta nuevos desafíos para la política monetaria.

Un componente crucial de la política monetaria actual es la comunicación clara y precisa de sus expectativas, metas y acciones. Una mayor volatilidad de los precios, sobre todo si corresponde a factores que no están bajo el control de la autoridad monetaria, puede afectar la credibilidad de esta y, por lo tanto, la eficacia de la política monetaria. Frente a esto será necesario incorporar estos efectos y emprender acciones para preservar la independencia y la credibilidad de la autoridad monetaria, a la vez que se atienden los nuevos escenarios de precios.

27 Schnabel (2022) define *climateflation*, como un incremento en los niveles de precios ocasionados por una mayor frecuencia de eventos climáticos extremos y desastres naturales, afectando la oferta de bienes; *fossilflation* se refiere a un incremento en los niveles de precios ocasionados por un aumento en el precio de los combustibles fósiles; y *greenflation* alude a un incremento en los niveles generales de precios, ocasionado por un rápido crecimiento en la demanda de energía limpia, que ejerza presión sobre la provisión de ciertos insumos, como los minerales críticos, y repercuta en un mayor precio de estos productos y, por lo tanto, de la energía.

Gráfico 16

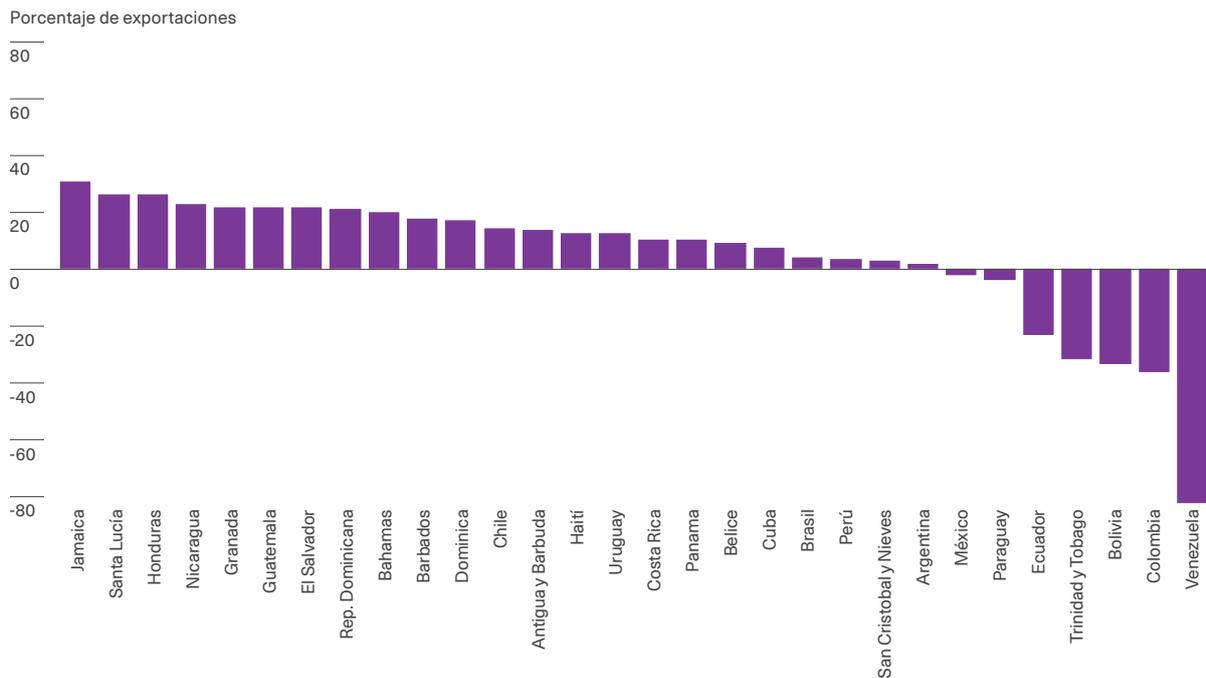
Ingresos fiscales generados por la explotación de recursos fósiles (2021)



Fuente: Elaboración propia con base en datos de CEPAL (2023).

Gráfico 17

Importaciones netas de energía promedio como porcentaje de las exportaciones de bienes y servicios totales en el periodo 2006-2019



Fuente: Elaboración propia con base en datos de UNCTAD (2021).

Más allá de la política monetaria en particular, puede verse afectada la sostenibilidad del sistema financiero. A medida que la economía se aleje del consumo de combustibles fósiles, el capital y las reservas asociados a estos energéticos pueden quedar varados. Este abandono afectará a la economía en su conjunto, incluido el sector financiero, porque muchos de estos activos fueron usados como colateral. La Carbon Tracker Initiative (2017) sugiere que entre el 20 % y el 30 % de la capitalización de mercado de las bolsas de valores de Londres, San Pablo, Moscú, Australia y Toronto está relacionada con

los combustibles fósiles. La industria ligada a estos combustibles es lo suficientemente grande como para provocar una situación de estrés financiero si la transición a la energía renovable es desordenada y se produce un pánico en el mercado (Van Der Ploeg y Rezai, 2020).

Esto impone retos a la regulación financiera tanto para orientar recursos a la financiación de proyectos sostenibles como para que la transición energética sea ordenada y con el menor impacto posible en la sostenibilidad del sistema financiero.

Desafíos y oportunidades del mercado laboral

Se espera que la transición energética tenga incidencia en los niveles de empleo (Saget et al., 2020), así como en el perfil de habilidades y tareas por desempeñar (Vona et al., 2018). El proceso de reasignación laboral puede ser más o menos traumático dependiendo, por ejemplo, de lo diferente que sean los empleos y las tecnologías verdes del resto de la economía y de la existencia de instituciones que favorezcan ese proceso.

La mayor parte de los trabajadores están concentrados en ocupaciones no verdes. Los números van desde al menos el 62 % en Honduras hasta más del 75 % en Uruguay. Estas elevadas proporciones pueden ofrecer un indicio de lo grande que puede ser la reasignación de empleo entre ocupaciones. Surge de inmediato la pregunta ¿qué tan diferentes son los empleos verdes de los no verdes?

Los empleos verdes demandan una mayor proporción de hombres y personas en un rango etario de 31 a 50. Suelen ubicarse con más frecuencia en el sector privado, en empresas de mayor tamaño y tienen más probabilidades de ser un trabajo formal y a tiempo completo que los no verdes. Además, pagan mayores salarios y demandan más habilidades

y una mayor intensidad de tareas abstractas²⁸. Las vacantes que anuncian las empresas ratifican la percepción de que los empleos verdes requieren más habilidades y están mejor remunerados (García-Suaza et al., 2023).



Los empleos verdes pagan mayores salarios y demandan más habilidades y una mayor intensidad de tareas abstractas

La transición energética también puede afectar los niveles agregados de empleo. La limitada evidencia existente señala que los efectos son diferentes de acuerdo con la tecnología y la fase en consideración (construcción frente a operación y mantenimiento). Por ejemplo, Fabra et al. (2023) encuentran importantes efectos en el empleo local en el caso de plantas solares en España, especialmente en la fase de construcción. En contraste, no hallan efectos importantes en las plantas eólicas, ya sea en la fase de construcción o en la de mantenimiento. Al enfocarse en el desempleo local, los efectos se debilitan

²⁸ En la región la prima del empleo verde se reduce en casi un 20 % al incorporar los controles de características del puesto, la empresa (especialmente su tamaño), las habilidades de los trabajadores y el nivel de abstracción de sus tareas. Sin embargo, aún incorporando dichos controles, existe una brecha salarial considerable no explicada. En contraste, en los países de la OCDE, al introducir estos controles, la brecha salarial entre empleos verdes y no verdes desaparece.

en comparación con los del empleo, incluso para las plantas solares. Esto sugiere que las empresas locales de energía contratan tantos trabajadores locales como trabajadores de otras municipalidades. Las diferencias entre los multiplicadores del empleo local de las inversiones en solar y en eólica se explican por las distintas habilidades que requiere cada tecnología, siendo las inversiones en eólica las que requieren trabajadores más especializados.

Para la región, específicamente en Brasil, se encuentra que los proyectos de energía eólica están asociados a un aumento en el número de empresas y

de empleos, así como en los ingresos de los trabajadores (Hernández-Cortés y Mathes, 2024).

De cara al futuro, bajo el escenario de compromisos anunciados de la AIE (2023) para la región, se espera que los empleos del sector energético crezcan un 15 % para 2030 respecto a los valores de 2022 y que una parte importante de ese incremento provenga del sector de la energía limpia, donde pasarán de 3 a 4 millones. No obstante, para aprovechar estas oportunidades, deben existir instituciones que alivien el costo para las personas que pierdan su empleo y favorezcan su reasignación a nuevos trabajos.

Cuadro 10
Diferencias entre empleos verdes y no verdes

	América Latina y el Caribe		OCDE	
	No verde	Verde	No verde	Verde
Hombre	0,5	0,68	0,42	0,8
Educación superior	0,24	0,2	0,4	0,33
Educación superior (empleo privado)	0,16	0,18	0,32	0,31
18-30 años	0,35	0,3	0,25	0,2
31-50 años	0,47	0,53	0,48	0,53
Más de 50 años	0,18	0,17	0,25	0,2
Empresas medianas o grandes	0,28	0,52	0,38	0,48
Sector privado	0,78	0,92	0,71	0,88
Formalidad	0,63	0,79	0,9	0,93
Tiempo completo	0,7	0,87	0,7	0,9
Tareas abstractas	-0,09	0,26	-0,09	0,08
Tareas rutinarias	0,11	0,08	0,11	0,13
Habilidades numéricas	0,06	0,15	0,17	0,32
Log. salario horario	1,7	1,91	2,61	2,73

Nota: El cuadro reporta promedios de variables observables de empleos verdes y no verdes, usando datos del Programa para la Evaluación Internacional de las Competencias de los Adultos (PIAAC). Los cálculos sobre salario horario excluyen a Perú por la indisponibilidad de datos. En el apéndice del capítulo 10 (disponible en línea), se puede consultar la lista de países de ALyC y OCDE considerados en el cuadro.

Fuente: Elaboración propia con base en Allub et al. (2024).

Desafíos y oportunidades para el desarrollo productivo: minerales críticos y *powershoring*

La transición energética trae consigo un notable incremento en la demanda de minerales críticos, tales como el litio y el cobre. Determinadas tecnologías necesarias para la transición, como las baterías y los autos eléctricos, las fuentes de generación solar, eólica, geotermal o hidroeléctrica o la producción de hidrógeno, requerirán de uno o varios de estos minerales para su producción y despliegue.

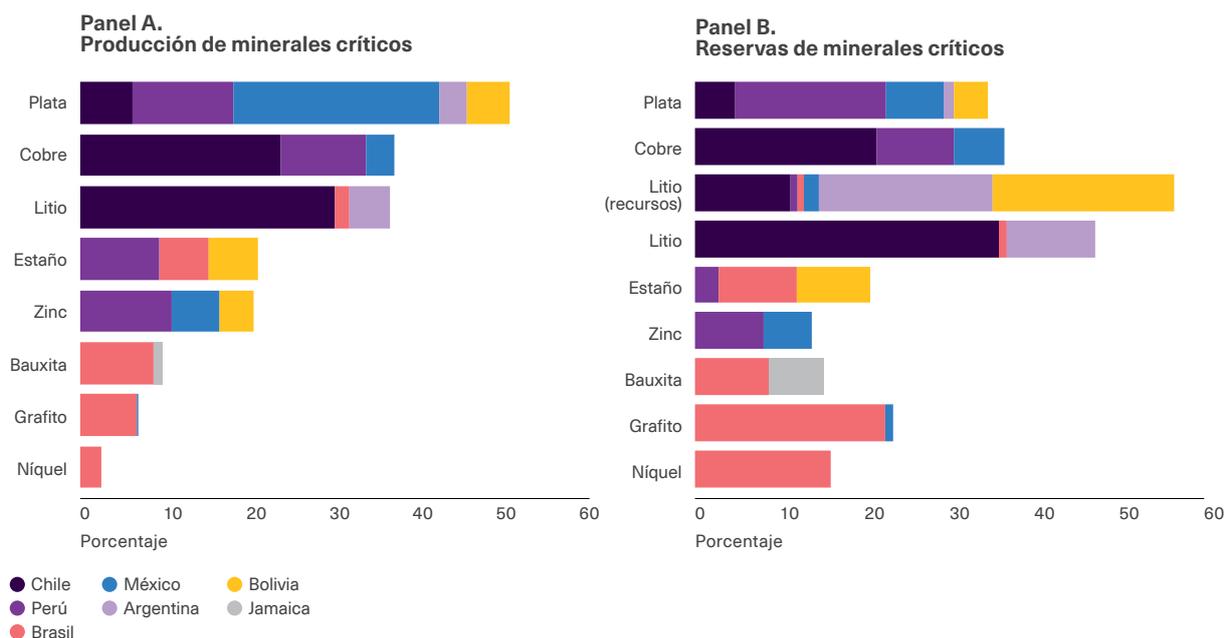
Esta mayor demanda ofrece oportunidades para un conjunto de países de la región que disponen de reservas y una producción considerable a nivel mundial de estos minerales. Por ejemplo, las reservas de plata,

litio y cobre de América Latina y el Caribe superan el 30 % de las reservas y la producción globales (gráfico 18), lo cual convierte a la región en un actor clave en la cadena de valor de las energías limpias.

Los países ricos en estos minerales tienen la posibilidad de participar en distintas etapas de la cadena global de estas tecnologías, no solo produciendo, sino también generando empleos e ingresos fiscales en las localidades donde se encuentran estos recursos. No obstante, la expansión minera tiene desafíos medioambientales, tales como la contaminación de cursos de agua locales y la pérdida de biodiversidad.

Gráfico 18

Participación de América Latina y el Caribe en la producción y reservas de minerales críticos en 2022



Nota: Un recurso mineral es una concentración de minerales que han sido identificados y medidos con certeza razonable, pero cuya extracción aún no se ha demostrado que sea económicamente viable. Una reserva mineral es una porción de un recurso mineral que se ha demostrado que es económica y legalmente extraíble en las condiciones socioeconómicas y operativas actuales.

Fuente: Elaboración propia con base en U.S. Geological Survey (2023).

El gran potencial de la región para producir energía limpia abre otra ventana de oportunidades. En la medida que el mundo asigne al carbono el costo social que actualmente tiene, con mecanismos como el de impuesto al carbono o el de ajuste en frontera por carbono, la huella de carbono de los productos pasará a ser una parte fundamental de los costos, determinando patrones de localización y producción que busquen reducirla y así ganar competitividad. El amplio acceso a energía limpia en América Latina y el Caribe se puede transformar por lo tanto en este factor determinante de la localización y producción de las empresas, atrayendo inversión, fenómeno que se conoce como *powershoring*.



El gran potencial de la región para producir energía limpia es una oportunidad para atraer inversiones en sectores intensivos en energía

Este potencial de atraer inversiones será especialmente relevante en sectores con altos niveles de intensidad energética y la posibilidad de ser comercializados fácilmente, como el aluminio. Por ejemplo, se estima que los mecanismos de ajuste en frontera que implementará la Unión Europea a sus importaciones implicarían una tarifa del 17 % para el aluminio de China y más del 40 % para el de India, donde la matriz energética es menos verde y no cuenta con mercados de carbono desarrollados.

Para que ambas oportunidades puedan ser aprovechadas será fundamental desarrollar un entorno de negocios amigable con la inversión y asegurar que esta se realice con las mejores prácticas disponibles, garantizando el cuidado del medio ambiente y la preservación de la biodiversidad local para no comprometer los objetivos ambientales.

Una agenda integral para una transición energética justa y sus desafíos de economía política

A lo largo del reporte se exponen con detalle acciones prioritarias vinculadas a la estrategia energética. Estas incluyen tanto acciones desde el lado de la oferta (parte II) y la demanda (parte III) como algunas políticas transversales. Entre estas políticas transversales destacan:

1. **El financiamiento verde.** La transición demandará inversiones importantes en infraestructura y capital, que precisarán de recursos financieros. Canalizar los fondos hacia proyectos verdes será fundamental para alcanzar las metas sobre emisiones que se propusieron los países y los objetivos de justicia climática a partir del financiamiento proveniente de los países desarrollados. Un ingrediente fundamental para esto es el desarrollo de taxonomías verdes, que categoricen de manera transparente qué proyectos serán susceptibles de financiamiento.
2. **El precio del carbono,** que incluye los mercados de carbono y los impuestos al carbono. Estas políticas brindan señales de precios a la sociedad para corregir las externalidades negativas que las emisiones de carbono generan, acercando la cantidad de emisiones al óptimo social.
3. **Tecnologías de captura, uso y almacenamiento de carbono.** Incluso en los escenarios más optimistas de descarbonización, las energías fósiles siguen apareciendo como necesarias, ya sea como respaldo de la generación eléctrica renovable o como insumo en las industrias de difícil descarbonización.
4. **Economía circular.** Estas políticas promueven el reciclaje y reutilización de bienes ya producidos para reducir las necesidades de extracción de mineral y elaboración de ciertos materiales, como plásticos o cemento.

Sin embargo, esta nueva transición energética es un fenómeno complejo y transformador de la economía en su conjunto. Debe abordarse simultáneamente con otras estrategias de mitigación de fuentes no energéticas y de forma concurrente con otros problemas de desarrollo de los países de la región. En consecuencia, para aprovechar las oportunidades y sortear los desafíos asociados a esta transición, la región deberá manejar un abanico de políticas que trasciende el ámbito puramente energético, reconociendo la importancia de incorporar una agenda de productividad, de inclusión y de manejo macroeconómico para lograr el desarrollo sostenible.

La transición energética implica costos y beneficios que no están distribuidos uniformemente entre los diversos grupos de interés, lo que conlleva una reconfiguración de intereses y poderes tanto a nivel nacional como global. Entender los desafíos de la economía política de esta transición es clave para avanzar en la agenda descrita.

Una primera fuente de resistencia se refiere a lo social. Los objetivos climáticos planteados a escala global implican que la transición debe ocurrir en tiempos relativamente acelerados. Esto podría conllevar, al menos en su etapa inicial, un costo más alto de la energía frente a alternativas energéticas actuales. En otras palabras, en el corto plazo, la transición puede generar empobrecimiento energético dado que las fuentes renovables pueden no estar disponibles con la extensión necesaria y existe un potencial de encarecimiento de las fuentes fósiles debido a políticas como el impuesto al carbono.

Una segunda fuente de resistencia surge de la presencia de activos varados y las grandes pérdidas que su abandono implicaría para economías dependientes de las fuentes fósiles de energía. Estas pérdidas además pueden distribuirse muy desigualmente dentro de las regiones y los países. Esto se agrava para aquellas economías que tienen bajo potencial de desarrollo de ERNC y carecen de minerales críticos.

Otra fuente de resistencia se relaciona con el rápido crecimiento de la demanda mundial de energía. Satisfacerla continúa siendo una prioridad estratégica de las economías nacionales, que puede obstaculizar el cumplimiento de los compromisos nacionales e internacionales de recortar las emisiones de GEI. Esto explica por qué algunos países (Estados Unidos, China, Alemania) incrementan el uso de energías renovables, al mismo tiempo que continúan invirtiendo en combustibles fósiles (Bukowski, 2021).



Cada país experimentará la transición energética con la velocidad que le convenga, adoptando estrategias y políticas adecuadas a su realidad y sus posibilidades

La agenda de política descrita permite aliviar estos desafíos al procurar mejorar los compromisos entre emisiones y crecimiento, aprovechar al máximo las oportunidades que la transición energética ofrece a la región y poner como una alta prioridad la protección del ciudadano.

Como en otros ámbitos de la política económica, no hay una receta única ni una sola combinación de soluciones válida para todos. Cada país experimentará la transición energética con la velocidad que le convenga, adoptando estrategias y políticas adecuadas a su realidad y sus posibilidades, pero considerando la dinámica de la transición energética global, particularmente la de los países desarrollados.

Referencias

ADME (2023). *ADME - Datos Abiertos* [base de datos]. Administración del Mercado Eléctrico. Recuperada el 4 de diciembre de 2023. <https://www.adme.com.uy/datosabiertos.html>

Aguiar, A., Chepeliev, M., Corong, E. y Van Der Mensbrugge, D. (2022). The global trade analysis project (GTAP) data base: Version 11. *Journal of Global Economic Analysis*, 7(2), 1-37. <https://doi.org/10.21642/JGEA.070201AF>

AIE (2019). *The future of hydrogen*. París: Agencia Internacional de la Energía. <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>

AIE (2020). *Iron and steel technology roadmap*. París: Agencia Internacional de la Energía. <https://www.iea.org/reports/iron-and-steel-technology-roadmap>

AIE (2021a). Final consumption. *Key World Energy Statistics 2021*. París: Agencia Internacional de la Energía. Licencia: CC BY 4.0. <https://www.iea.org/reports/key-world-energy-statistics-2021/final-consumption>

AIE (2021b). *Is carbon capture too expensive?* Agencia Internacional de la Energía. <https://www.iea.org/commentaries/is-carbon-capture-too-expensive>

AIE (2021c). *Net Zero by 2050. A roadmap for the global energy sector*. París: Agencia Internacional de la Energía. Licencia: CC BY 4.0. <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>

AIE (2022). *Renewables 2022. Analysis and forecast to 2027*. Agencia Internacional de la Energía. <https://www.iea.org/reports/renewables-2022>

AIE (2023a). *Emissions from oil and gas operations in net zero transitions*. París: Agencia Internacional de la Energía. <https://www.iea.org/reports/emissions-from-oil-and-gas-operations-in-net-zero-transitions>

AIE (2023b). *Global EV outlook 2023*. Agencia Internacional de Energía. <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2023>

AIE (2023c). *Global Methane Tracker 2023*. París: Agencia Internacional de la Energía. Licencia: CC BY 4.0. <https://www.iea.org/reports/global-methane-tracker-2023>

AIE (2023d). *World Energy Outlook 2023 Free Dataset* [base de datos]. Agencia Internacional de la Energía. Licencia: CC BY NC SA 4.0. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/world-energy-outlook-2023-free-dataset-2#overview>

Alarcón, A. D. (2018). *El sector hidroeléctrico en Latinoamérica: Desarrollo, potencial y perspectivas*. Banco Interamericano de Desarrollo. <https://doi.org/10.18235/0001149>

Allcott, H. (2011). Social norms and energy conservation. *Journal of Public Economics*, 95(9), 1082-1095. <https://doi.org/10.1016/j.jpubeco.2011.03.003>

Allub, L., Álvarez, F., Bonavida, C. y Finkelstein, M. (2024). *Green jobs: Skills, tasks content, and the green wage premium*. Documento de trabajo. CAF.

- Arderne, C., Zorn, C., Nicolas, C. y Koks, E. E. (2020). Predictive mapping of the global power system using open data. *Scientific Data*, 7(1), 19. <https://doi.org/10.1038/s41597-019-0347-4>
- Ayres, I., Raseman, S. y Shih, A. (2009). *Evidence from two large field experiments that peer comparison feedback can reduce residential energy usage*. Working paper 15386. National Bureau of Economic Research. <https://doi.org/10.3386/w15386>
- Banco Mundial (2023a). PIB, PPA (\$ a precios internacionales constantes de 2011). *Indicadores del Desarrollo Mundial* [base de datos]. Recuperada el 24 de agosto de 2023. <https://data.worldbank.org/indicador/NY.GDP.MKTP.PP.KD>
- Banco Mundial (2023b). PIB (US\$ a precios constantes de 2010). *Indicadores del Desarrollo Mundial* [base de datos]. Recuperada el 8 de noviembre de 2023. <https://datos.bancomundial.org/indicador/NY.GDP.MKTP.KD>
- Banco Mundial (2023c). Población total. *Indicadores del Desarrollo Mundial* [base de datos]. Recuperada el 4 de diciembre de 2023. <https://datos.bancomundial.org/indicador/SP.POP.TOTL>
- Bolt, J. y van Zanden, J. L. (2020). *Maddison Project Database, version 2020*. <https://www.rug.nl/ggdc/historicaldevelopment/maddison/publications/wp15.pdf>
- Boso, À., Oltra, C. y Hofflinger, Á. (2019). Participation in a programme for assisted replacement of wood-burning stoves in Chile: The role of sociodemographic factors, evaluation of air quality and risk perception. *Energy Policy*, 129, 1220-1226. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.03.038>
- Bothwell, C. y Hobbs, B. F. (2017). Crediting wind and solar renewables in electricity capacity markets: The effects of alternative definitions upon market efficiency. *The Energy Journal*, 38(1_suppl), 173-188. <https://doi.org/10.5547/O1956574.38.S11.cb0t>
- Brassiolo, P., Estrada, R., Vicuña, S., Odriozola, J., Toledo, M., Juncosa, F., Fajardo, G. y Schargrotsky, E. (2023). *Desafíos globales, soluciones regionales: América Latina y el Caribe frente a la crisis climática y de biodiversidad*. Distrito Capital: CAF. <https://scioteca.caf.com/handle/123456789/2089>
- Bukowski, M. (2021). *The geopolitics of energy transition, pt. 1: Six challenges for the international balance of power stemming from transitioning away from fossil fuels*. Institute of New Europe. <https://ine.org.pl/en/the-geopolitics-of-energy-transition-pt-1-six-challenges-for-the-international-balance-of-power-stemming-from-transitioning-away-from-fossil-fuels/>
- Cantillo, V. M. (2023). *Transporte de carga y transporte interurbano de pasajeros en América Latina y el Caribe*. Documento de referencia. CAF.
- Carbon Tracker Initiative (2017). *2 Degrees of separation—Transition risk for oil and gas in a low carbon world*. <https://carbontracker.org/reports/2-degrees-of-separation-transition-risk-for-oil-and-gas-in-a-low-carbon-world-2/>
- CEPAL (2022). *Panorama social de América Latina y el Caribe 2022: La transformación de la educación como base para el desarrollo sostenible*. Comisión Económica para América Latina y el Caribe. https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/48518/1/S2200947_es.pdf
- CEPAL (2023). *CEPALSTAT* [base de datos]. Comisión Económica para América Latina y el Caribe. Recuperada el 27 de diciembre de 2023. <https://statistics.cepal.org>
- Climate Analytics y New Climate Institute (2023). *CAT Climate Target Update Tracker* [base de datos]. Recuperada el 14 de agosto de 2023. <https://climateactiontracker.org/climate-target-update-tracker-2022>

- Climate Group (2023). *EV100 progress and insights report 2023: Advancing the EV transition across the globe*. <https://www.theclimategroup.org/our-work/press/ev100-progress-and-insights-report-2023>
- Climate Watch (2023a). *Explore Nationally Determined Contributions (NDCs)*. <https://www.climatewatchdata.org/ndcs-explore>
- Climate Watch (2023b). *Historical GHG emissions* [base de datos]. Recuperada el 26 de julio de 2023. Washington, DC: World Resources Institute. https://www.climatewatchdata.org/ghg-emissions?end_year=2020&start_year=1990
- Coordinador Eléctrico Nacional (2023). *Sistema Eléctrico Nacional* [base de datos]. Recuperada el 30 de agosto de 2023. https://www.coordinador.cl/?jav_iWebAncho=1538
- Costa, D. L. y Kahn, M. E. (2013). Energy conservation «nudges» and environmentalist ideology: Evidence from a randomized residential electricity field experiment. *Journal of the European Economic Association*, 11(3), 680-702.
- Daude, C., Fajardo, G., Brassiolo, P., Estrada, R., Goytia, C., Sanguinetti, P., Álvarez, F. y Vargas, J. (2017). *RED 2017. Crecimiento urbano y acceso a oportunidades: Un desafío para América Latina*. CAF. <https://scioteca.caf.com/handle/123456789/1090>
- EIA (2020). *Residential Energy Consumption Survey* [base de datos]. U.S. Department of Energy, Energy Information Administration. Recuperada el 24 de noviembre de 2023. <https://www.eia.gov/consumption/residential/data/2020/>
- ENEL (s. f.). *Medidores inteligentes* [sitio web]. Recuperado 1 de diciembre de 2023, de <https://enel.pe/content/enel-pe/es/megamenu/sostenibilidad/medidores-inteligentes-de-energia-nueva-tecnologia-mayor-control.html>
- Eurostat (2022). *Ambiente y Energía* [base de datos]. Unión Europea. Recuperada el 16 de agosto de 2023. <https://ec.europa.eu/eurostat>
- Fabra, N., Gutiérrez Chacón, E., Lacuesta, A. y Ramos, R. (2023). *Do renewable energies create local jobs?* SSRN. <https://ssrn.com/abstract=4338642>
- Fabra, N. y Montero, J.-P. (2023). Technology-neutral versus technology-specific procurement. *The Economic Journal*, 133(650), 669-705. <https://doi.org/10.1093/ej/ueac075>
- Faruqui, A. y Tang, S. (2021). *Best practices in tariff design: A global survey*. Brattle. <https://www.brattle.com/insights-events/publications/best-practices-in-tariff-design-a-global-survey/>
- Figuroa, M., Lah, O., Fulton, L. M., McKinnon, A. y Tiwari, G. (2014). Energy for transport. *Annual Review of Environment and Resources*, 39, 295-325.
- FMI (2021). *Fossil fuel subsidies by country and fuel*. Fondo Monetario Internacional. Recuperada el 17 de noviembre de 2023. <https://www.imf.org/en/Publications/WP/Issues/2023/08/22/IMF-Fossil-Fuel-Subsidies-Data-2023-Update-537281>
- Friedlingstein, P., O'Sullivan, M., Jones, M. W., Andrew, R. M., Gregor, L., Hauck, J., Le Quééré, C., Lujikx, I. T., Olsen, A., Peters, G. P., Peters, W., Pongratz, J., Schwingshackl, C., Sitch, S., Canadell, J. G., Ciais, P., Jackson, R. B., Alin, S. R., Alkama, R., ... Zheng, B. (2022). Global carbon budget 2022. *Earth System Science Data*, 14(11), 4811-4900. <https://doi.org/10.5194/essd-14-4811-2022>

- Gabrielli, P., Rosa, L., Gazzani, M., Meys, R., Bardow, A., Mazzotti, M. y Sansavini, G. (2023). Net-zero emissions chemical industry in a world of limited resources. *One Earth*, 6(6), 682-704. <https://doi.org/10.1016/j.oneear.2023.05.006>
- Gandelman, N., Serebrisky, T. y Suárez-Alemán, A. (2019). Household spending on transport in Latin America and the Caribbean: A dimension of transport affordability in the region. *Journal of Transport Geography*, 79(C), 1-1.
- García-Suaza, A., Caiza-Guamán, P., Romero-Torres, B., Sarango-Iturralde, A. y Buitrago, C. (2023). *Análisis de demanda de empleo verde a partir de información de vacantes para América Latina y el Caribe en el contexto de la transición energética*. CAF. <https://scioteca.caf.com/handle/123456789/2185>
- Gross, S. (2020). *The challenge of decarbonizing heavy transport*. Brookings. <https://www.brookings.edu/articles/the-challenge-of-decarbonizing-heavy-transport/>
- Hanna, R., Duflo, E. y Greenstone, M. (2016). Up in smoke: The influence of household behavior on the long-run impact of improved cooking stoves. *American Economic Journal: Economic Policy*, 8(1), 80-114. <https://doi.org/10.1257/pol.20140008>
- Hattori, T., Takahashi, K. y Tamura, K. (2022). *IGES NDC Database* [serie de datos]. Institute for Global Environmental Strategies. Recuperada el 7 de septiembre de 2023. <https://doi.org/10.57405/iges-5005>
- Hernandez-Cortes, D. y Mathes, S. (2024). *The effects of renewable energy projects on employment: Evidence from Brazil*. CAF. <https://scioteca.caf.com/handle/123456789/2201>
- IPCC (2006). Stationary combustion. En IPCC, *2006 IPCC guidelines for national greenhouse gas inventories. Volume 2: Energy* (Vol. 2). Panel Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático. https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_2_Ch2_Stationary_Combustion.pdf
- Kusuma, R. T., Hiremath, R. B., Rajesh, P., Kumar, B. y Renukappa, S. (2022). Sustainable transition towards biomass-based cement industry: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 163, 112503. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112503>
- La República (2023). Tarifa de luz se cobrará por horarios: ¿desde cuándo rige y en qué tramo del día pagas más económico y caro? *La República* [diario en línea]. Edición del 22 de junio. <https://larepublica.pe/economia/2023/06/15/recibo-de-luz-se-medira-por-horarios-desde-cuando-rige-y-que-tramo-del-dia-tiene-la-tarifa-mas-economica-y-cara-en-el-luz-del-sur-electricidad-atmp-940065>
- Minx, J. C., Lamb, W. F., Andrew, R. M., Canadell, J. G., Crippa, M., Döbbeling, N., Forster, P. M., Guizzardi, D., Olivier, J., Peters, G. P., Pongratz, J., Reisinger, A., Rigby, M., Saunio, M., Smith, S. J., Solazzo, E. y Tian, H. (2021). A comprehensive and synthetic dataset for global, regional, and national greenhouse gas emissions by sector 1970-2018 with an extension to 2019. *Earth System Science Data*, 13(11), 5213-5252. <https://doi.org/10.5194/essd-13-5213-2021>
- Moreno-Monroy, A. I., Schiavina, M. y Veneri, P. (2021). Metropolitan areas in the world. Delineation and population trends. *Journal of Urban Economics*, 125, 103242. <https://doi.org/10.1016/j.jue.2020.103242>
- MOVÉS (2021). *El nuevo paradigma de la movilidad urbana sostenible*. Movés Uruguay [sitio web]. <https://moves.gub.uy/movilidadurbanasostenible/>
- MRC Consultants y PSR (próxima publicación). *La transición energética de América Latina y el Caribe. Una visión al 2050 de sus oportunidades y desafíos*. Documento inédito. CAF.

Muñoz, F. D. y Mills, A. D. (2015). Endogenous assessment of the capacity value of solar PV in generation investment planning studies. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 6(4), 1574-1585. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2015.2456019>

National Bureau of Statistics of China (2022). *China Statistical Yearbook* [base de datos]. Recuperada el 30 de agosto de 2023. <https://www.stats.gov.cn/sj/ndsj/2022/indexeh.htm>

Navajas, F. (2023). *Electricity rate structure design in Latin America: Where do we stand? Where should we go?* Banco Interamericano de Desarrollo. <https://doi.org/10.18235/0005102>

OLADE (2021). *Sistema de Información Energética de Latinoamérica y el Caribe* [base de datos]. Organización Latinoamericana de Energía. Recuperada el 1 de noviembre de 2023. <https://sielac.olade.org/WebForms/Reportes/SistemaNumerico.aspx?ss=2>

OLADE (2023a). Generación eléctrica por fuente. *SieLac* [base de datos]. Organización Latinoamericana de Energía. Recuperada el 20 de diciembre de 2023. <https://sielac.olade.org/WebForms/Reportes/ReporteDato7.aspx?oc=51&or=30102&ss=2&v=1>

OLADE (2023b). Matriz de balance energético. *SieLac* [base de datos]. Organización Latinoamericana de Energía. Recuperada el 7 de septiembre de 2023. <https://sielac.olade.org/WebForms/Reportes/ReporteBalanceEnergetico.aspx?or=600&ss=2&v=1>

OLADE (2023c). Reservas y potenciales. *SieLac* [base de datos]. Organización Latinoamericana de Energía. Recuperada el 20 de diciembre de 2023. <https://sielac.olade.org/WebForms/Reportes/ReporteDato3.aspx?oc=61&or=690&ss=2&v=1>

OMU (2023). *Observatorio de Movilidad Urbana* [base de datos]. CAF y Banco Interamericano de Desarrollo. Recuperada el 8 de agosto de 2023. <https://omu-latam.org>

Pellerano, J. A., Price, M. K., Puller, S. L. y Sánchez, G. E. (2017). do extrinsic incentives undermine social norms? Evidence from a field experiment in energy conservation. *Environmental and Resource Economics*, 67(3), 413-428. <https://doi.org/10.1007/s10640-016-0094-3>

Puig, J. y Tornarolli, L. (2023). *Acceso y consumo de energía residencial en América Latina y el Caribe*. Documento de trabajo de CAF.

Pupo, O. y González, A. (2023). *Transición energética y descarbonización en América Latina y el Caribe en industrias de alto consumo energético*.

Saget, C., Vogt-Schilb, A. y Luu, T. (2020). *El empleo en un futuro de cero emisiones netas en América Latina y el Caribe*. Banco Interamericano de Desarrollo y Organización Internacional del Trabajo. <https://doi.org/10.18235/0002509>

Schnabel, I. (2022). *A new age of energy inflation: Climateflation, fossilflation and greenflation*. Banco Central Europeo. https://www.ecb.europa.eu/press/key/date/2022/html/ecb.sp220317_2~dbb3582f0a.en.html

Secretaría de Energía (2022). *Resolución 638/2022*. Boletín Oficial de la República Argentina. Ministerio de Economía, Secretaría de Energía. <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/271034>

Secretaría de la CMNUCC (2023). Registro de las contribuciones determinadas a nivel nacional. *United Nations Climate Change* [sitio web]. https://unfccc.int/NDCREG?field_party_region_target_id=All&field_document_ca_target_

Sigaudó, D. (2019). Bioetanol: Con producción estable y capacidad ociosa, la industria apuesta a que se incremente el corte obligatorio en NAFTAS. *Bolsa de Comercio de Rosario* [sitio web]. Informativo semanal. <http://www.bcr.com.ar/es/mercados/investigacion-y-desarrollo/informativo-semanal/noticias-informativo-semanal/bioetanol-con>

SPIM-Taryet (2019). *LOGUS: Estrategia CAF en logística urbana sostenible y segura*. CAF. <https://scioteca.caf.com/handle/123456789/1510>

Stocker, T. F., Qin, D., Plattner, G. K., Tignor, M., Allen, S. K., Boschung, J., Nauels, A., Xia, V., Bex, V. y Midgley, P. M. (2013). *Climate change 2013: The physical science basis. Working Group I contribution to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press.

UNCTAD (2021). *UNCTADStat* [base de datos]. Conferencia de las Naciones Unidas sobre Comercio y Desarrollo. Recuperada el 27 de diciembre de 2023. <https://unctadstat.unctad.org/>

U.S. Geological Survey (2023). *Mineral commodity summaries 2023*. ISSN: 0076-8952 (print). <https://doi.org/10.3133/mcs2023>

Van Der Ploeg, F. y Rezai, A. (2020). Stranded assets in the transition to a carbon-free economy. *Annual Review of Resource Economics*, 12(1), 281-298. <https://doi.org/10.1146/annurev-resource-110519-040938>

Verma, A. P. e Imelda (2023) Clean Energy Access: Gender Disparity, Health and Labour Supply, *The Economic Journal*, Volume 133(650), pp. 845-871. <https://doi.org/10.1093/ej/ueac057>

Vergara, W., Fenhann, J. V. y da Silva, S. R. S. (2021). *The opportunity, cost, and benefits of the coupled decarbonization of the power and transport sectors in Latin America and the Caribbean*. https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/247254608/The_Opportunity_Cost_and_Benefits_online.pdf

Vona, F., Marin, G., Consoli, D. y Popp, D. (2018). Environmental regulation and green skills: An empirical exploration. *Journal of the Association of Environmental and Resource Economists*, 5(4), 713-753. <https://doi.org/10.1086/698859>

Weiss, M., Chueca, E., Jacob, J., Goncalves, F., Azevedo, M., Gouvea, A., Ravillard, P. y Hallack, M. (2022). *Empowering electricity consumers through demand response approach: Why and how*. Banco Interamericano de Desarrollo. <https://doi.org/10.18235/0004184>

Zoryk, A. y Sanders, I. (2023). *Steel: Pathways to decarbonization*. Deloitte. <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/es/Documents/manufacturing/Deloitte-es-manufacturing-descarbonizacion-sector-siderurgico.pdf>

Reporte de Economía y Desarrollo 2024.

Energías renovadas: transición energética justa para el desarrollo sostenible.

La elaboración del Reporte de Economía y Desarrollo (RED) es responsabilidad de la Dirección de Investigaciones Socioeconómicas de la Gerencia de Conocimiento de CAF. La edición de contenidos de esta entrega estuvo a cargo de Lian Allub y Fernando Álvarez, con la asistencia de Martín Finkelstein. Ana Gerez fue la responsable de las correcciones de estilo y editorial.

La redacción de los capítulos estuvo bajo la responsabilidad de:

Capítulo 1 Lian Allub y Fernando Álvarez

Capítulo 2 Lian Allub y Fernando Álvarez

Capítulo 3 Walter Cont y Federico Juncosa

Capítulo 4 Walter Cont y Federico Juncosa

Capítulo 5 Walter Cont y Federico Juncosa

Capítulo 6 Juan Odriozola

Capítulo 7 Guillermo Alves

Capítulo 8 Guillermo Alves y Juan Odriozola

Capítulo 9 Lian Allub y Fernando Álvarez

Capítulo 10 Lian Allub y Fernando Álvarez

Desde los inicios de la revolución industrial, el crecimiento económico estuvo estrechamente ligado al aumento de las emisiones de gases de efecto invernadero y su consecuente repercusión en el cambio climático. El impacto ya se empezó a sentir, ocasionando un incremento en las temperaturas y una mayor frecuencia de eventos climáticos extremos, como inundaciones o sequías. De continuar con este proceso, se podrían alcanzar niveles inconsistentes con la vida en el planeta. Uno de los principales responsables de la generación de estos gases es el consumo de energía de origen fósil, por lo cual una transición energética es un imperativo imprescindible para alcanzar el desarrollo sostenible.

Este reporte pone de manifiesto la necesidad de realizar una transición energética justa con una mirada desde América Latina y el Caribe, reconociendo las realidades específicas de cada país y la necesidad de enfrentar, al mismo tiempo, los viejos rezagos del desarrollo entre los que destacan la brecha de PIB per cápita respecto al mundo desarrollado y los altos niveles de pobreza y desigualdad de la región.

Del lado de la oferta de energía, el reporte destaca la importancia de multiplicar la presencia de energías renovables en las matrices energéticas y de sustituir combustibles fósiles por otros más limpios, así como el rol que el gas puede cumplir en la transición. Del lado de la demanda se resaltan la eficiencia energética, los cambios en el comportamiento y en procesos industriales (incluyendo principios de economía circular), la movilidad sostenible y la electrificación de los consumos de industrias y hogares. En el caso particular de la demanda residencial, resalta también la necesidad de resolver problemas focalizados de accesibilidad a energía de calidad.

Finalmente, el reporte señala los desafíos macroeconómicos de este proceso, así como las oportunidades de desarrollo productivo que la transición energética ofrece a la región en virtud de sus recursos y ventajas naturales.



En línea con su visión de ser el banco verde y del desarrollo sostenible e inclusivo de América Latina y el Caribe, CAF se compromete con la agenda global de Transición Energética Justa, promoviendo proyectos, iniciativas, conocimiento.

Descubra más en este video y a lo largo de todo el RED:

América Latina y el Caribe: Somos Energías Renovables (youtube.com)