



Impactos macroeconómicos de la transición energética

- La importancia del sector energético y sus subsectores en el valor agregado de la región

- La energía y sus relaciones insumo-producto

- Respuestas de política monetaria y regulación financiera frente a la transición

- Los impactos fiscales y externos de la transición energética



Mensajes clave

1 Los sectores energéticos tienen una participación en el producto más importante en los países de América Latina y el Caribe que en los países desarrollados, aunque gran parte de esa diferencia se explica por la producción de hidrocarburos, en particular, petróleo en Venezuela, Colombia y Ecuador y gas en Bolivia y Trinidad y Tobago.

2 La transición energética puede dar lugar al abandono de algunos activos, en particular en los países productores de hidrocarburos. Escenarios consistentes con un incremento de 2 °C de la temperatura global implicarían dejar sin quemar el 40 % de las reservas de petróleo y el 50 % de las de gas y carbón de América del Sur y América Central.

3 La transición energética requerirá la explotación de ciertos minerales críticos, de los cuales algunos países de la región cuentan con reservas significativas. Chile y Perú poseen reservas de cobre, mientras que Argentina, Bolivia y Chile tienen litio, México y Perú, plata y Brasil y Colombia, níquel.

4 La recaudación vinculada a los hidrocarburos es una parte importante de los ingresos fiscales en algunos países de la región. Por ejemplo, en Ecuador supera el 8 % del PIB y en Guyana y Trinidad y Tobago excede el 5 % del PIB. En el conjunto de la región, estos ingresos representan más del 4 % del PIB.

5 América Latina y el Caribe cuenta con países importadores y exportadores netos de energía a los cuales la transición energética afectará de manera muy distinta. En los exportadores netos, como Bolivia, Colombia o Venezuela, la transición hacia una economía verde puede requerir una reconfiguración productiva para compensar la reducción en las exportaciones de recursos energéticos.

6 La transición energética puede demandar la atención de los entes reguladores del sistema financiero por varias razones. Entre ellas está la necesidad de hacer frente a potenciales efectos en la estabilidad financiera por cambios en la valuación de los activos y la mayor volatilidad de los precios, en particular de la energía, como resultado del cambio climático y de los esfuerzos por limpiar las matrices energéticas.

Impactos macroeconómicos de la transición energética¹

Introducción

La nueva transición energética impactará en la economía en su conjunto. En la esfera macroeconómica puede tener incidencia en los balances fiscales y externos, así como en la conformación de precios y en la estabilidad del sistema financiero, aspectos que se discutirán en este capítulo. En lo que se refiere al ámbito más estructural, puede producir una transformación con implicaciones para el mercado de trabajo y el desarrollo productivo, aspectos que se analizan en el capítulo 10.

América Latina y el Caribe cuenta con países productores de hidrocarburos, los cuales exportan y obtienen ingresos fiscales de estos recursos. Una transición energética que implique una reducción considerable del consumo de esas fuentes de energía sin duda tendrá impactos en las economías de la región. Por un lado, afectará la cantidad de recursos disponibles para realizar políticas públicas; por otro, dejará potencialmente un conjunto de activos varados, lo cual demandará una reconfiguración productiva, fiscal y financiera.

Más allá de los efectos fiscales y externos, el sector energético está relacionado con otros sectores de la economía. Por lo tanto, cambios en la participación de cada uno de estos sectores tienen efectos en la producción, en los precios y en el empleo a nivel agregado. Los efectos en los precios de la energía y de los insumos vinculados a ella, así como en la valuación de los activos relacionados con el sector energético, pueden demandar una adecuación de la política monetaria y la regulación financiera para atender estos cambios.

En este capítulo se describe la participación de los sectores energéticos en la producción y sus encadenamientos productivos. También se revisan los potenciales problemas de activos varados, los ingresos fiscales y externos provenientes de los sectores energéticos y mineros y, finalmente, los desafíos con relación a las políticas monetaria y de regulación financiera derivados de la transición.

¹ Este capítulo fue elaborado por Lian Allub y Fernando Álvarez con la asistencia de investigación de Lorenzo Perrotta, María Pía Brugiafreddo y Martín Finkelstein.

Participación de los sectores energéticos en la producción

Un primer paso para entender el impacto que tendrá la transición energética en las economías de la región es conocer el aporte del sector energético al valor agregado de la economía. Mientras que en América Latina y el Caribe (ALyC) el conjunto del sector aporta aproximadamente el 4,6 % del valor agregado (VA), en los países de la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económicos (OCDE) proporciona menos de un 2,5 %. Si se quita la electricidad, las diferencias no cambian sustancialmente. Los sectores energéticos representan el 2,8 % del VA en ALyC y aproximadamente el 1 % en la OCDE. Esto da ya un primer

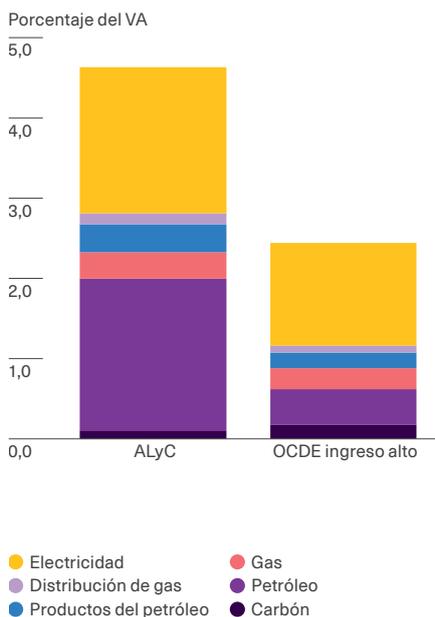
indicio de que abandonar los combustibles fósiles será una tarea más complicada en América Latina y el Caribe debido a la abundancia de recursos y su contribución en la economía.

● ●
Los sectores energéticos aportan aproximadamente el 4,6 % del valor agregado en América Latina y el Caribe, mientras que en la OCDE proporcionan menos de un 2,5 %

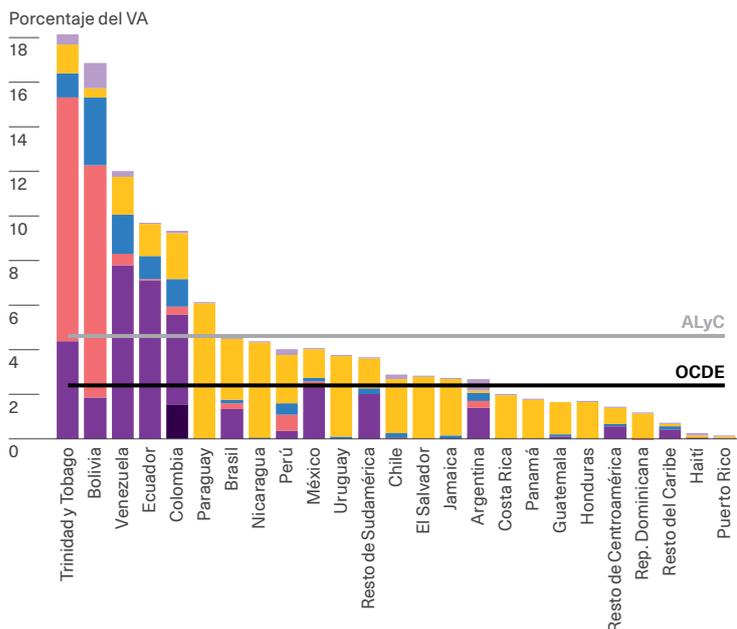
Gráfico 9.1

Participación de los sectores energéticos en el valor agregado de la OCDE y América Latina y el Caribe

Panel A.
Participación de los sectores en el VA por fuente



Panel B.
Participación en el VA de los sectores energéticos por países



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

Obviamente, la participación de los sectores energéticos y, en particular, de los hidrocarburos es muy heterogénea dentro de la región. Los sectores ligados a los hidrocarburos, como la extracción de petróleo, gas y carbón, la producción de petróleo y la distribución de gas, representan más del 15 % del VA en Trinidad y Tobago y Bolivia, mientras que registran niveles superiores al 9 % del VA en Venezuela, Ecuador o Colombia (por orden de importancia del sector). El caso de Colombia es particular, porque el carbón, que es uno de los hidrocarburos más contaminantes y, por lo tanto, de los que se deberá abandonar primero, tiene una participación de aproximadamente el 1,5 % del VA, con lo cual, dejar de usar este recurso podría tener impactos importantes en la economía².

La composición también es diferente entre los principales países productores de hidrocarburos de la región. Mientras que en Trinidad y Tobago y Bolivia el gas es el sector energético con mayor aporte al valor agregado, en Venezuela, Ecuador y Colombia la mayor contribución corresponde al petróleo.

Activos varados

Los activos varados o abandonados se definen como activos que han sufrido amortizaciones, devaluaciones o conversión en pasivos de forma imprevista o prematura (Caldecott et al., 2013). Estos activos están conectados a costos hundidos e incluyen todas sus características clave (recuperabilidad, transferibilidad, longevidad y necesidades de financiamiento). Son activos que, en algún momento previo al fin de su vida útil (asumida en el momento de la inversión), ya no pueden obtener un rendimiento económico (es decir, cumplir con la retribución esperada por la inversión) como resultado de cambios asociados con la transición energética hacia una economía baja en carbono (Carbon Tracker Initiative, 2017b). Sin embargo, la condición de activos varados depende también de la tecnología existente en cada momento del tiempo. Por ejemplo, el desarrollo de tecnologías de captura de carbono o la posibilidad de utilización de otro tipo de combustible en plantas térmicas podría permitir

Finalmente, como caso destacable se encuentra Paraguay, donde el sector eléctrico proporciona cerca de 7 % del VA. Esta participación elevada se debe al potencial de generación hidroeléctrica del país, que le permite tener una matriz eléctrica limpia. En los países donde el sector energético de hidrocarburos no tiene una participación significativa, la transición energética tendrá un menor o nulo impacto negativo directo en las cuentas fiscales. Por otra parte, estos países estarán sujetos a la importación para abastecer la demanda de energía restante, es decir la que no fue abastecida con el sector energético propio.

Esta participación tan relevante de los sectores energéticos en el valor agregado de la región trae aparejada la posibilidad de que la transición energética tenga un impacto negativo importante en el ingreso de los países por abandonar el uso de los combustibles fósiles. Estos activos varados pueden ser reservas sin explotar o capital físico parcialmente depreciado.

que activos que hoy se considerarían varados por sus altos niveles de emisión continúen operando y abandonen esta condición.



Los activos varados son aquellos que, en algún momento previo al fin de su vida útil, ya no ofrecen un rendimiento económico debido a cambios asociados con la transición energética

Es necesario diferenciar entre recursos varados (un recurso que no se utiliza) y activos varados (un activo que está perdiendo o ya ha perdido valor). Por ejemplo, los recursos petroleros pueden quedar varados si no se pueden utilizar; las inversiones (activos) realizadas para extraer estos recursos (por ejemplo,

² Brasil y México son dos de los principales productores de petróleo de la región en términos absolutos, pero al tener sectores industriales importantes, la participación de los hidrocarburos en el valor agregado no es tan significativa como en los otros países mencionados.

una planta de refinación de petróleo o un oleoducto) quedan varadas si se debe detener la producción (Bos y Gupta, 2019).

Los recursos fósiles suelen estar concentrados en un grupo reducido de países, muchos de los cuales son de ingresos medios o bajos, y algunos, como se vio anteriormente, se encuentran en la región, lo que conduce a que las políticas climáticas convencionales de abandono de las fuentes fósiles les terminen afectando en mayor medida. En esta línea, Mercure et al. (2018) estiman una futura pérdida de riqueza global en el rango de 1 a 4 billones de dólares (USD), con importantes impactos distributivos (una carga excesiva para los exportadores netos y beneficios para los importadores netos). Si bien las economías productoras de hidrocarburos serán las afectadas directamente, el resto de las economías pueden también experimentar sus efectos a través de los eslabones productivos relacionados con la producción de hidrocarburos, ya sea como proveedoras de insumos para la industria fósil o como usuarias de energía fósil en el proceso productivo, por ejemplo, las generadoras térmicas o las industrias intensivas en energía (Ansari et al., 2019; Campiglio et al., 2017).

En este sentido, algunas estimaciones recientes sugieren que, si se quiere evitar alcanzar niveles de cambios climáticos intolerables, entre el 60 % y el 80 % de las reservas de combustibles fósiles que cotizan en bolsa deberían permanecer sin explotar³. Esto implica una pérdida para la industria de combustibles de USD 28 billones en ingresos durante las próximas dos décadas (Carbon Tracker Initiative, 2013; Kepler Cheuvreux, 2014). McGlade y Ekins (2015)⁴ estiman que un tercio de las reservas mundiales de petróleo, la mitad de las reservas mundiales de gas y más de cuatro quintas partes de las reservas mundiales de carbón deberían quedar sin explotar para que el incremento en la temperatura global no supere los 2 °C respecto a la época preindustrial (Curtin et al., 2019; Van Der Ploeg y Rezai, 2020). El cuadro 9.1 presenta las estimaciones de las reservas de cada recurso que deberían quedar sin quemar en un grupo de regiones.



Se estima que un tercio de las reservas mundiales de petróleo, la mitad de las de gas y más de cuatro quintas partes de las de carbón deberían quedar sin explotar para lograr que el aumento de la temperatura global no supere los 2 °C

La región de América Latina y el Caribe cuenta con importantes reservas de petróleo y gas, lo que la hace especialmente vulnerable a cambios en las regulaciones ambientales que promuevan abandonar el uso de los recursos fósiles.

Como se ha mencionado anteriormente, los sectores fósiles son muy importantes en la generación del valor agregado en ciertos países de la región y tienen gran relevancia para sus ingresos fiscales y la generación de divisas. Dada la distribución dispar de estos recursos en la región, con reservas de petróleo y gas concentradas en Venezuela y la mayoría de las reservas de carbón ubicadas en Colombia y Brasil (Caldecott et al., 2016), es esperable que los efectos sean desiguales.

Continuando con el ejercicio mostrado anteriormente, McGlade y Ekins (2015) estiman que, en América Central y del Sur, el 42 % del petróleo, el 56 % del gas y el 73 % de las reservas de carbón serían “no quemables” antes de 2050, en un escenario en el que no haya un despliegue generalizado de captura y almacenamiento de carbono (CAC). Esas cantidades serían del 39 %, el 53 % y el 51 % respectivamente si se implementaran esas tecnologías. Esto se compara con las proporciones a escala mundial: el 35 % del petróleo, el 52 % del gas y el 88 % del carbón quedarían sin quemar en ausencia de la CAC, mientras que, si se recurre a esa tecnología, las cantidades serían del 33 %, el 49 % y el 82 %, respectivamente. Lo anterior sugiere que América Central y del Sur tienen reservas de petróleo y gas que no se destinarían a la combustión ligeramente mayores que el resto del mundo y relativamente menos carbón no quemable.

3 Para mayor detalle sobre las reservas de gas y petróleo que podrían quedar sin explotar en la región revisar el capítulo 5.

4 Los autores utilizan las diferencias en los costos de extracción y producción y en las intensidades de carbono de los diversos tipos de petróleo, gas y carbón en todo el mundo; además, desglosan los presupuestos de carbono por región y el tipo de combustible calculando la distribución socialmente óptima de activos de carbono varados entre regiones y activos de carbono.



Cuadro 9.1

Reservas de combustibles fósiles no quemados compatibles con un incremento de la temperatura de 2 °C mediante el despliegue de tecnologías de CAC

Región	Petróleo	Gas	Carbón
Oriente Medio	38 %	61 %	99 %
OCDE Pacífico	37 %	56 %	93 %
Canadá	74 %	25 %	75 %
China e India	25 %	63 %	66 %
América Central y del Sur	39 %	53 %	51 %
África	21 %	33 %	85 %
Europa	20 %	11 %	78 %
Estados Unidos	6 %	4 %	92 %

Fuente: Datos de McGlade y Ekins (2015).

Por último, resulta relevante mencionar que el varamiento de los combustibles fósiles podría también tener un efecto profundo en la dinámica laboral y social de las comunidades locales en América Latina y el Caribe. Regiones enteras y, por lo tanto, comunidades enteras dependen de las industrias extractivas de recursos fósiles en gran parte de América

Latina y, en una medida mucho menor, en el Caribe (con la excepción de Trinidad y Tobago). Por ello, los gobiernos deberán gestionar cuidadosamente cualquier transición y varamiento de activos para garantizar que se satisfagan las necesidades de mano de obra con el fin de evitar disturbios significativos (Caldecott et al., 2016).

Relaciones insumo-producto de los sectores energéticos

Más allá de los aportes directos al valor agregado de los sectores energéticos, estos son demandantes de insumos para su propia producción, a la vez que la energía que generan es un insumo para otros sectores. El análisis de las matrices insumo-producto (I-P) permite cuantificar la importancia de los distintos sectores como demandantes de insumos (multiplicadores de arrastre [*backward*]) o como proveedores de insumos a otros sectores (multiplicadores de empuje [*forward*]). Además, se puede clasificar a ambos tipos de multiplicadores como de tipo I y de tipo II. Los multiplicadores de tipo I son los que incluyen los efectos directos en el sector y los indirectos a través de los

encadenamientos productivos. Los de tipo II son los que, además, incorporan los efectos inducidos por la respuesta de los hogares a estos cambios⁵.

En el análisis, el sector de electricidad del Proyecto de Análisis del Comercio Mundial, en su 11.ª versión (Aguar et al., 2022), está desagregado por fuente de generación: carbón, gas, petróleo, eólica, solar, hidroeléctrica y nuclear. Los sectores extractivos hidrocarbúricos y mineros engloban carbón, extracción y distribución de gas natural, petróleo y extracción de minerales metálicos, otras minas y canteras.

5 El apéndice del capítulo, disponible en línea, ofrece una breve descripción del análisis de matrices insumo-producto y del cómputo de multiplicadores de tipo I y tipo II.

El cuadro 9.2 presenta los multiplicadores de arrastre tipo I y tipo II para cada uno de estos sectores en América Latina y el Caribe (agregado regional). Se puede observar que, si bien los multiplicadores tipo I en los sectores relacionados con las fuentes de generación fósil son mayores que en los de generación renovable, el patrón se revierte una vez que se incluyen los efectos inducidos, siendo los sectores de generación eléctrica renovable los que presentan valores más altos. Esto sugiere que, una vez que se contemplan los efectos de los hogares, los sectores renovables tienen mayor impacto en la economía que los fósiles. Respecto a los sectores extractivos, se pueden apreciar multiplicadores de tipo I similares a aquellos de los sectores fósiles y multiplicadores de tipo II en línea con los sectores renovables. Cabe destacar que estos multiplicadores están medidos en términos del valor agregado. Su impacto en términos de empleo puede ser diferente, en función del grado en que estas tecnologías sean intensivas en trabajo o en capital (ver el capítulo 10).

Ahora bien, los valores de estos multiplicadores son muy diferentes en cada país. El gráfico 9.2 presenta los valores de los multiplicadores de arrastre de tipo I y tipo II por sectores, normalizados por el valor promedio de la economía (en el cuadro A.9.1 del apéndice se presentan los valores por países). En

este caso, valores mayores que 1 implican que el sector tiene más arrastre que el promedio de la economía, mientras que, si son menores que 1, el sector tiene menos arrastre que el promedio de la economía. Se puede observar que los sectores renovables tienen multiplicadores de arrastre de tipo I menores que el promedio de la economía, mientras que, en el caso de la energía fósil, el carbón y el petróleo tienen una parte significativa de la distribución, con valores superiores a 1, indicando su mayor fuerza de arrastre. Por otro lado, cuando se observan los multiplicadores de tipo II, es decir, incluyendo los efectos inducidos por el consumo de los hogares, se observa que, en general, todos los sectores tienen multiplicadores menores que el promedio de la economía, aunque en los sectores renovables la distribución está muy concentrada en torno al promedio, mientras que en los fósiles y la nuclear la distribución está principalmente en valores inferiores a los del promedio de la economía.



Una vez que se contemplan los efectos inducidos, los sectores de generación eléctrica renovable tienen mayor impacto en la economía que los de generación a partir de fuentes fósiles

Cuadro 9.2

Multiplicadores de arrastre de la producción por fuente de generación eléctrica y sectores extractivos en América Latina y el Caribe

Sectores de generación eléctrica														Sectores extractivos								Promedio economía	
Carbón		Gas		Petróleo		Eólica		Solar		Hidroeléctrica		Nuclear		Carbón		Petróleo		Extracción y distribución de gas		Extracción minera			
BL1	BL2	BL1	BL2	BL1	BL2	BL1	BL2	BL1	BL2	BL1	BL2	BL1	BL2	BL1	BL2	BL1	BL2	BL1	BL2	BL1	BL2	BL1	BL2
1,5	3,5	1,6	3,3	2,3	4,2	1,3	4,4	1,2	4,4	1,2	4,4	1,4	4,4	1,4	4,4	1,4	4,4	1,5	4,2	1,7	4,6	1,5	4,2

Nota: BL es el acrónimo en inglés de encadenamiento hacia atrás.

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

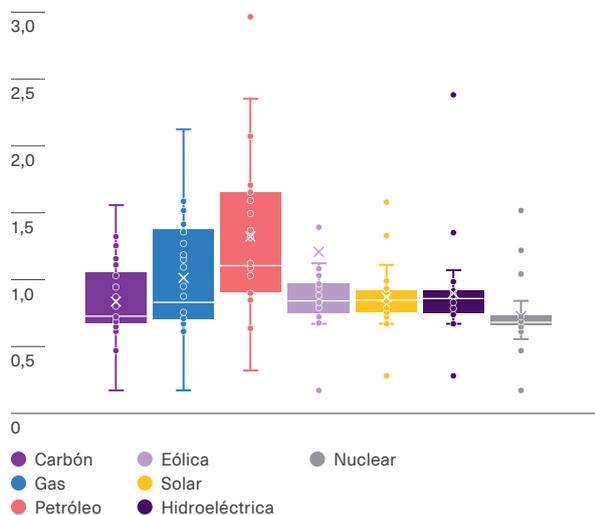
Los sectores extractivos y la energía en su conjunto muestran multiplicadores de tipo I y II menos dispersos que en los sectores eléctricos y, en ambos casos, muy similares a los del promedio de la

economía. En resumen, los sectores energéticos, si bien son fundamentales como insumo para el resto de la economía, no parecen tener un arrastre particularmente elevado.

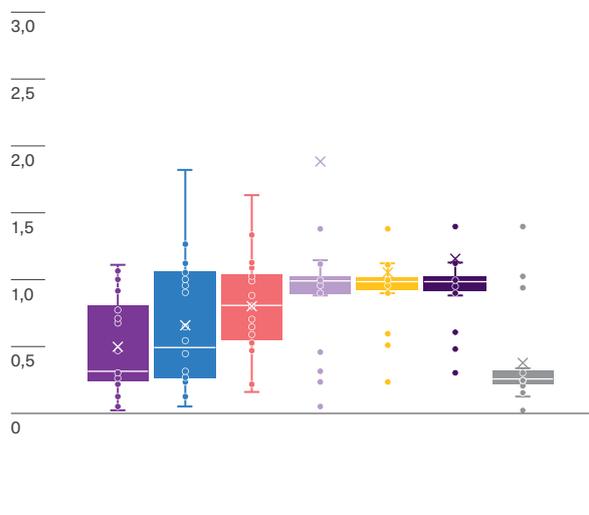
Gráfico 9.2

Multiplicadores de arrastre de los sectores energéticos por tipo y sector

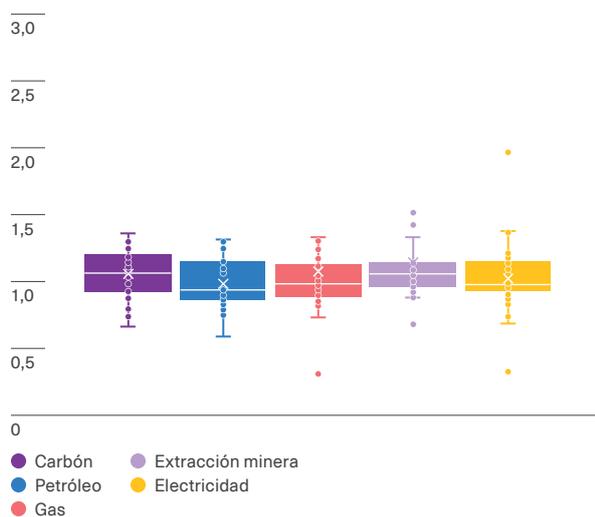
Panel A.
De tipo I para sectores de generación eléctrica



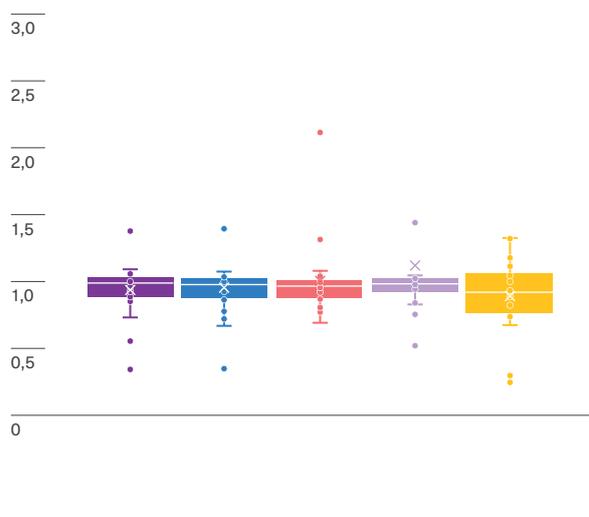
Panel B.
De tipo II para sectores de generación eléctrica



Panel C.
De tipo I para sectores extractivos



Panel D.
De tipo II para sectores extractivos



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

El análisis insumo-producto nos permite también simular cuál sería el impacto en la economía de un *shock* positivo o negativo en un sector determinado. El recuadro 9.1 presenta los resultados de simular la variación proyectada en los distintos sectores energéticos de transitar hacia el escenario de cero emisiones netas (CEN).



La tecnología con menor costo de capital para la instalación de una planta de 100 (MW) es la eólica (1,36 USD/MW), seguida de la solar (2,19 USD/MW) y la geotérmica (2,51 USD/MW)

Este análisis de matrices insumo-producto no contempla la inversión requerida para el despliegue de esta tecnología. La expansión de la generación de energías renovables necesaria para alcanzar las metas comprometidas requiere, como se viene mostrando a lo largo del reporte, un incremento de la capacidad de generación a partir de esas fuentes y, por lo tanto, la construcción de parques eólicos, tanto terrestres como marítimos, y de parques solares, entre otros. El cuadro 9.3 presenta la apertura sectorial de los gastos de capital para la instalación de una planta de 100 megavatios (MW) y los gastos de operación y mantenimiento para distintas fuentes de generación eléctrica. Como se puede apreciar, la tecnología de menor costo de capital por MW es la eólica (1,36 USD/MW), seguida de la solar (2,19 USD/MW) y la geotérmica (2,51 USD/MW). Hay que remarcar que, a diferencia de las plantas de generación con combustibles fósiles, en las que el insumo de generación se puede transportar, el rendimiento de estas plantas dependerá de la disponibilidad e intensidad del recurso natural específico.

Por otra parte, siguiendo la línea de los análisis insumo-producto realizados anteriormente, se puede observar que cada una de estas tecnologías demanda para su instalación y operación insumos de otros sectores. Con relación al costo de instalación (CAPEX), el sector de la construcción y el de maquinaria y equipos se encuentran entre los principales insumos. Luego, algunas tecnologías tienen demandas específicas que no son relevantes para otras. Por ejemplo, la generación nuclear demanda insumos de la producción de minerales y artículos informáticos y electrónicos, mientras que la eólica requiere productos de caucho y plástico. Todo esto reafirma que el despliegue de estas fuentes de generación afectará de manera directa e indirecta, a través de sus encadenamientos productivos, a la economía en su conjunto.

Respecto a los costos de operación y mantenimiento (OPEX), en general, hay más sectores involucrados que en el caso de la instalación. Los sectores de maquinaria y equipo y construcción también se encuentran entre los principales OPEX. Las excepciones a lo anterior son la energía solar, en la que el sector de maquinaria y equipo tiene una baja participación, y la hidroeléctrica y de biomasa, en las que el sector de construcción contribuye poco a los costos de operación. Por otra parte, el sector de servicios a las empresas tiene una participación relevante para todas las fuentes de energía, a diferencia de su baja participación en el proceso de instalación.

Todo esto indica que la instalación, operación y mantenimiento de las tecnologías de generación de energía con fuentes renovables pueden transformarse en motores que dinamicen el empleo y la producción no solo del sector propiamente dicho, sino también de otros sectores conectados, como los de proveedores que les proporcionan insumos⁶.

6 En el capítulo 10 se discuten los efectos que tuvo en el empleo la inversión extranjera directa en Brasil y la instalación y operación de parques solares y eólicos en España.

Recuadro 9.1

Impactos agregados de transitar a una situación de cero emisiones netas

Utilizando las matrices insumo-producto, se pueden simular los efectos agregados anualizados del cambio en la producción de los principales sectores energéticos asociados a la transición. En este recuadro se describen primero los resultados de realizar una simulación del cambio que implicarían los compromisos de cero emisiones netas (CEN) de cada sector independientemente y, luego, se suman para conocer el resultado total. Si bien este ejercicio no contempla posibles sustituciones entre insumos (se asume una función de producción de complementarios perfectos) puede servir para tener una primera aproximación que permita inferir la importancia relativa de los efectos directos, indirectos e inducidos. Con tal fin, el cuadro 1 muestra los supuestos y los resultados de esta simulación.

Como se puede apreciar, el ejercicio de simulación implica una caída del 0,34 % del PIB anual de la región. Como se señaló, este ejercicio supone que no se sustituye la proporción en la que se utiliza cada insumo, por lo que podría asumirse que este sería el límite superior de la caída. Los efectos inducidos son los que explican la mayor parte de los cambios, remarcando la importancia de contemplar todos los efectos y no sólo los directos para entender el impacto que la transición energética tendrá sobre la economía.

Cuadro 1

Escenarios simulados y resultados de modelos insumo-producto para América Latina y el Caribe

		Escenario CEN		Escenario sin cambios	
		Cambio en la producción para 2050	Cambio anual en la producción	Cambio en la producción para 2050	Cambio anual en la producción
Sectores extractivos	Carbón	-94,92 %	-2,50 %	-44,07 %	-1,36 %
	Petróleo	-18,75 %	-0,64 %	56,25 %	1,67 %
	Ext. y distribución gas natural	-37,91 %	-1,20 %	3,92 %	0,14 %
	Prod. refinados del petróleo	-40,91 %	-1,28 %	0,00 %	0,00 %
	Electricidad	182,97 %	3,93 %	89,10 %	2,39 %
		Cambio anual en el PIB			
		Directo	Indirecto	Inducido	Total
Sectores extractivos	Carbón	0,00 %	0,00 %	0,00 %	-0,01 %
	Petróleo	-0,06 %	-0,02 %	-0,19 %	-0,28 %
	Ext. y distribución gas natural	-0,01 %	0,00 %	-0,03 %	-0,04 %
	Prod. refinados del petróleo	-0,04 %	-0,04 %	-0,09 %	-0,16 %
Sectores de generación eléctrica	Nuclear	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %
	Carbón	0,00 %	0,00 %	0,01 %	0,01 %
	Gas	0,01 %	0,01 %	0,02 %	0,04 %
	Eólica	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %
	Hidroeléctrica	0,01 %	0,00 %	0,04 %	0,06 %
	Petróleo	0,00 %	0,00 %	0,02 %	0,02 %
	Otras	0,00 %	0,00 %	0,01 %	0,01 %
	Solar	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %
TOTAL		-0,08 %	-0,05 %	-0,21 %	-0,34 %

Fuente: Elaboración propia con base en AIE (2023x) y Aguiar et al. (2022).

Cuadro 9.3

Apertura sectorial de los gastos de capital, operación y mantenimiento por sector de actividad y fuente de generación eléctrica para la instalación de una planta de 100 MW

Sector	Eólica		Solar		Hidroeléctrica		Geotérmica		Biomasa		Nuclear
	CAPEX	OPEX	CAPEX	OPEX	CAPEX	OPEX	CAPEX	OPEX	CAPEX	OPEX	CAPEX
Minas y canteras	-	-	-	-	-	-	17,5 %	7,5 %	-	-	1,5 %
Productos de caucho y plástico	9,7 %	4,8 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Productos minerales	-	3,2 %	-	3,4 %	-	-	-	-	-	-	7,5 %
Metal básico y prod. metálicos	8,0 %	15,0 %	9,3 %	19,9 %	2,0 %	9,0 %	16,0 %	-	3,3 %	-	6,0 %
Productos informáticos y electrónicos	-	1,0 %	-	11,2 %	-	-	-	-	-	-	8,0 %
Maquinaria eléctrica	9,0 %	16,9 %	14,3 %	17,0 %	5,0 %	14,5 %	5,0 %	7,5 %	8,3 %	5,0 %	12,0 %
Maquinaria y equipo	34,7 %	23,5 %	37,7 %	6,5 %	23,0 %	21,0 %	33,5 %	22,5 %	31,7 %	15,0 %	28,0 %
Vehículos de motor y repuestos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Construcción	17,3 %	20,9 %	13,3 %	16,2 %	60,0 %	9,0 %	20,0 %	22,5 %	26,7 %	-	25,0 %
Comercio	-	-	-	-	-	-	-	-	10,0 %	30,0 %	-
Servicios de hotelería y restaurantes	1,0 %	0,3 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Transporte	1,0 %	0,7 %	0,3 %	-	0,5 %	-	-	-	13,7 %	40,0 %	-
Servicios financieros	6,0 %	2,8 %	17,0 %	10,0 %	1,3 %	10,0 %	1,5 %	10,0 %	0,3 %	-	2,0 %
Seguros	-	0,5 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Servicios inmobiliarios	11,7 %	-	7,3 %	-	0,8 %	-	3,3 %	-	4,7 %	-	-
Servicios a las empresas	1,7 %	10,4 %	0,7 %	15,8 %	3,8 %	36,5 %	3,3 %	30,0 %	1,3 %	10,0 %	10,0 %
Administración pública	-	-	-	-	3,8 %	-	-	-	-	-	-
Costo CAPEX (mUSD/MW)	1,36		2,19		3,51		2,51		3,93		7,44
Costo OPEX (% costo de inversión)	4,0 %		1,0 %		4,0 %		3,7 %		7,0 %		1,8 %

Nota: Los costos están expresados como porcentaje del CAPEX y OPEX totales en cada fuente. El CAPEX total está expresado en miles de dólares por megavatio.

Fuente: Elaboración propia con base en Tourkolias y Mirasgedis (2011), Markaki et al. (2013), EIA (2020a), Garret (2017) y Pollin et al. (2015).

Participación del sector minero en la producción y posibles impactos positivos por el uso de minerales críticos

La producción y el consumo de energía limpia obliga al desarrollo de una cadena de valor para generar y proveer esta energía, con el sector minero jugando un rol fundamental.

Como se mencionó en el capítulo 1 de este reporte, uno de los desafíos de la transición energética es que las dos cadenas de valor de la energía verde —la de la energía y la de la tecnología necesaria para su producción y consumo— sea segura, resiliente y sustentable.

La seguridad se refiere a que la oferta de insumos sea adecuada, confiable e ininterrumpida. Una potencial amenaza a la seguridad es que la cadena de valor de la tecnología para la energía verde está generalmente más concentrada que la oferta de combustibles. La invasión rusa a Ucrania puso de manifiesto la importancia de este concepto, ya que los países tuvieron que reconfigurar su matriz energética para sustituir la importación de gas desde Rusia.

La resiliencia se refiere a la capacidad de enfrentar y mitigar choques que comprometan la cadena de valor de los sistemas energéticos. Choques que produzcan desabastecimiento o incrementos repentinos en los precios de algún insumo o componente clave de las tecnologías para la energía verde pueden afectar los tiempos planeados para llevar adelante la descarbonización e incluso aumentar sus costos.

Finalmente, la sustentabilidad está asociada a que no solo es necesario reducir las emisiones en la producción de energía, sino también en toda la cadena asociada a esa producción. Eso incluye la extracción de minerales y la elaboración de los materiales e insumos necesarios para la producción de las tecnologías para la energía limpia.

América Latina y el Caribe puede aprovechar su condición de región pacífica para volverse un aliado en la cadena de valor de la energía verde, en particular, gracias a sus reservas de determinados minerales críticos.



América Latina y el Caribe puede aprovechar su condición de región pacífica para volverse un aliado en la cadena de valor de la energía verde, en particular, gracias a sus reservas de determinados minerales críticos

Minerales y materiales necesarios para la transición energética

En su reporte *Energy Technology Perspectives 2023*, la AIE (2023g) menciona un conjunto de minerales y materiales que liderarán la transición energética. Entre ellos figura el cobre, el litio, el níquel, el cobalto, el neodimio y la plata contenidos en minas o depósitos. Estos se deben procesar para lograr la composición química o la aleación deseadas y transformarlos en materiales críticos. A ellos, se suma el polisilicio⁷. Además, existe un conjunto de metales a granel que serán fundamentales para la transición: el hierro (para producir acero) y el aluminio contenido en depósitos, así como materiales a granel, entre ellos, cemento, acero, aluminio y plástico⁸.

Queda claro entonces que la cadena de valor de estos insumos implica al menos dos etapas, la extracción condicionada por las reservas disponibles en cada país y el procesamiento y producción de los materiales a partir de los minerales extraídos. América Latina y el Caribe cuenta con reservas importantes a nivel global de litio, cobre, níquel y plata, aunque la participación en la extracción de estos minerales es muy distinta. En litio, cobre y plata, la participación es elevada, mientras que en níquel es menor, como lo muestra el gráfico 9.3⁹. En cuanto a la producción, la región tiene una participación elevada en litio, cobre y plata, algo menor en zinc y estaño y reducida en bauxita, grafito y níquel.

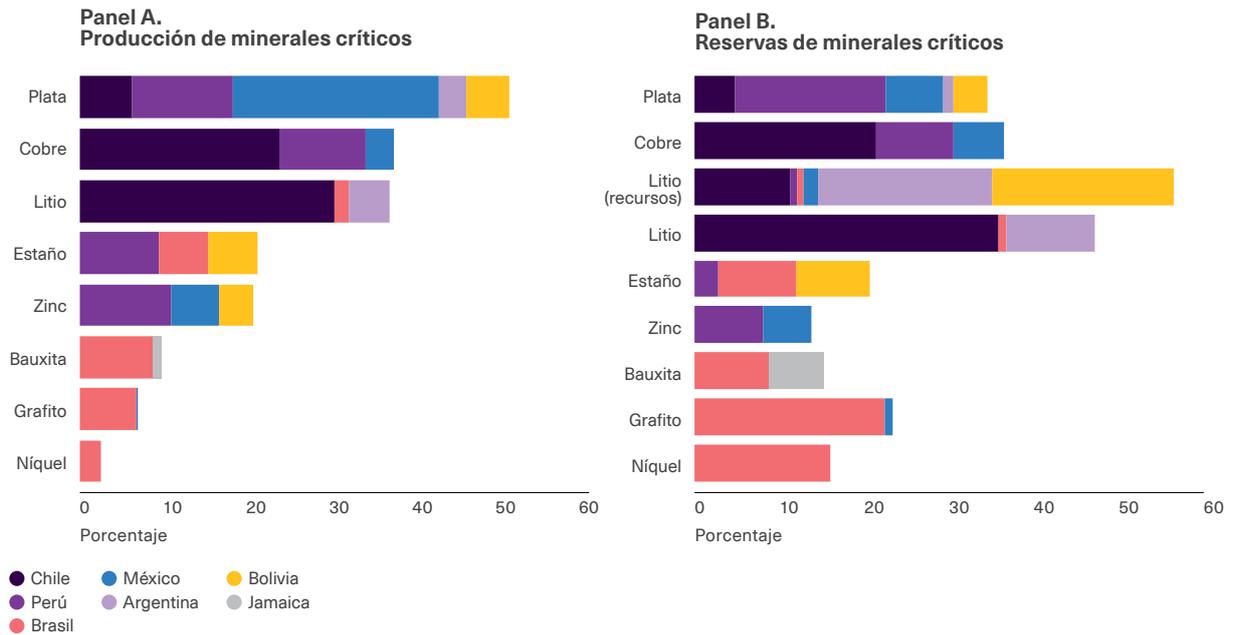
7 Los minerales críticos son, por tanto, el cobre, el litio y sus componentes, el níquel y sus componentes, el cobalto y sus componentes, el neodimio y el polisilicio.

8 Esto pone de manifiesto la necesidad de descarbonizar estas industrias, lo que implica desafíos prioritarios que se deben resolver, como muestra el capítulo 6.

9 La región cuenta también con importantes reservas de neodimio, pero no tiene participación en su extracción.

Gráfico 9.3

Participación de América Latina y el Caribe en la producción y las 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).

Demanda de minerales críticos y tecnologías para la transición energética

La AIE clasifica en alta, media y baja la demanda de ciertos minerales críticos para un conjunto de tecnologías de energía limpia. El cuadro 9.4 presenta un resumen del nivel de demanda de cada mineral por las tecnologías necesarias para la transición. Dentro de ese grupo, el cobre aparece como un mineral crítico en casi todas las tecnologías, con demanda media o alta. Otro con una demanda similar en varias tecnologías es el níquel. Por otra parte, desde el punto de vista de las tecnologías, los vehículos

eléctricos y las baterías tienen una demanda alta de todos los minerales considerados, mientras que otras, como los paneles solares fotovoltaicos, las hidroeléctricas o las redes de electricidad, solo tienen demanda media o alta de cobre.

● ●
El cobre y el níquel son minerales con demanda media o alta en la mayoría de las tecnologías verdes. Los vehículos eléctricos y baterías demandarán niveles altos de varios minerales críticos

Cuadro 9.4

Demanda de minerales críticos por tipo de tecnología

	Cobre	Cobalto	Níquel	Litio	Tierras raras
Paneles solares fotovoltaicos	Alta	Baja	Baja	Baja	Baja
Eólica	Alta	Baja	Media	Baja	Alta
Hidroeléctrica	Media	Baja	Baja	Baja	Baja
Energía termosolar de concentración	Media	Baja	Media	Baja	Baja
Bioenergía	Alta	Baja	Baja	Baja	Baja
Geotermal	Baja	Baja	Alta	Baja	Baja
Nuclear	Media	Baja	Media	Baja	Baja
Redes de electricidad	Alta	Baja	Baja	Baja	Baja
Vehículos eléctricos y baterías	Alta	Alta	Alta	Alta	Alta
Hidrógeno	Baja	Baja	Alta	Baja	Media

Necesidad del mineral

- Baja
- Media
- Alta

Fuente: Elaboración propia con base en AIE (2021g).

América Latina y el Caribe cuenta con dos de los principales productores de cobre: Chile y Perú. El hecho de que las principales tecnologías de producción de energía limpia incrementen la demanda de esos minerales puede representar nuevas oportunidades para estos países, ya que posiblemente se traduzca en un incremento en los precios del recurso.

La región también tiene una participación muy significativa en cuanto a reservas de litio. Una de las principales reservas del mundo de este mineral se encuentra situada en el límite entre Argentina, Bolivia y Chile, el llamado triángulo del litio. Además, cuenta con capacidad para realizar también su procesamiento y no solo la extracción.

Con relación al níquel, la región tiene una participación significativa de las reservas mundiales (17 %), aunque la producción es reducida, puesto que no llega al 5 % del total mundial.

El desarrollo de las cadenas de valor de estos recursos podría representar oportunidades de inversión, producción y empleo para algunos países de la región. Sin embargo, la localización de estos minerales es muy específica. Se puede observar en el gráfico 9.3 que Perú y Chile son los principales actores en su producción, acompañados por México (en particular de plata) y, en menor medida, Argentina y Brasil (de distintos minerales), siendo la participación de otros países de América Latina y el Caribe relativamente menor.



Transición energética y balance fiscal

La transición energética afectará los balances fiscales de los países tanto por el lado de los ingresos como por el lado de los gastos. Por una parte, la transición reducirá los ingresos fiscales, en particular de países productores de hidrocarburos que obtienen recursos económicos a partir de las regalías, impuestos a los ingresos u otros instrumentos. Por otra parte, en muchos de los países de la región existen subsidios (directos o mayoritariamente indirectos) al consumo de energía, como muestra el capítulo 1. Avanzar en la transición con un nuevo esquema de menos subsidios podría implicar menores gastos (cuando sean subsidios directos) o mayores ingresos (cuando se elimine el subsidio indirecto), impactando positivamente en el resultado fiscal¹⁰.

Desde el lado del gasto, también es posible que durante la transición se incrementen los precios de algunos combustibles o insumos claves (como los minerales críticos) para la producción de energía, que terminen ocasionando subidas en el precio de la energía e impactando negativamente en el presupuesto de los hogares. Esa repercusión demandará una ayuda por parte del Estado a los hogares más vulnerables, que, como muestra el capítulo 7, son los que dedican una porción más grande del ingreso familiar al pago de la energía, lo que implicará un aumento del gasto.

Por otra parte, la transición energética demandará inversiones en infraestructura de generación, transporte y distribución. Si bien estas pueden ser asumidas parcialmente por el sector privado, el sector público deberá, sin duda, acompañarlo.

También puede afectar a las arcas públicas la velocidad a la cual se quiera realizar la transición. Acelerar la transición posiblemente implique programas de subsidios por parte del Estado para promover la oferta de energía verde —reduciendo impuestos u otorgando subsidios a la inversión en generación de energía baja en emisiones, como la solar o eólica— y las tecnologías de almacenamiento que serán necesarias, como las

baterías. Igualmente hará falta incentivar la demanda para el reemplazo de activos que utilicen energía limpia o sean más eficientes en el consumo, como, por ejemplo, la compra de autos eléctricos o la sustitución de electrodomésticos antiguos por otros de bajo consumo. Aparte de esto, se podría incentivar también la generación distribuida a partir, por ejemplo, de la instalación de paneles solares en los hogares. Todos estos incentivos implican erogaciones por parte del Estado que demandarán un aumento del gasto del gobierno.

Como muestra el capítulo 10, la transición implicará, por otra parte, un cambio en la demanda de las habilidades requeridas en el mercado laboral. Los gobiernos deberán actuar para reducir el impacto de los cambios en la fuerza laboral, que necesitará adquirir diferentes competencias, proveyendo, por ejemplo, programas de formación para las personas desplazadas de sus empleos.

Finalmente, será preciso adecuar infraestructura que va más allá del sector puramente energético, como la de transporte urbano e interurbano o los edificios públicos, como escuelas y hospitales, a las exigencias de la transición. Por ejemplo, puede ser necesario rediseñar las ciudades para volverlas más amigables con el transporte público o adaptar las escuelas para hacerlas más eficientes en el uso de energía. Medidas como esas implicarán erogaciones en mayor o menor medida, dependiendo de la intensidad y la profundidad con la que el Estado quiera adentrarse en la reducción de emisiones energéticas.

Lamentablemente, resulta muy complejo tener una estimación del tamaño de estos cambios en el gasto total. Sin duda son aspectos que se deben tener en cuenta a la hora de cuantificar el impacto que la transición energética tendrá en las cuentas fiscales de los países y elegir la estrategia y velocidad idónea para realizarla a fin de no poner en riesgo la sostenibilidad fiscal ni los objetivos de desarrollo de los países de la región¹¹.

10 El concepto de subsidio indirecto está muy relacionado con el impuesto al carbono; es decir, hacer que el pago por los bienes esté vinculado a la externalidad en emisiones que llevan asociadas. El capítulo 10 detalla los instrumentos que existen para internalizar esta externalidad.

11 Un programa que busca apoyar la transición energética y la lucha contra el cambio climático es el Inflation Reduction Act (IRA) de Estados Unidos. Distintos organismos estiman que esta legislación supondría un gasto de entre USD 780.000 millones y USD 1,2 billones entre incentivos fiscales, recortes de impuestos y otras medidas fiscales.

Participación del sector de hidrocarburos y minería en los ingresos fiscales

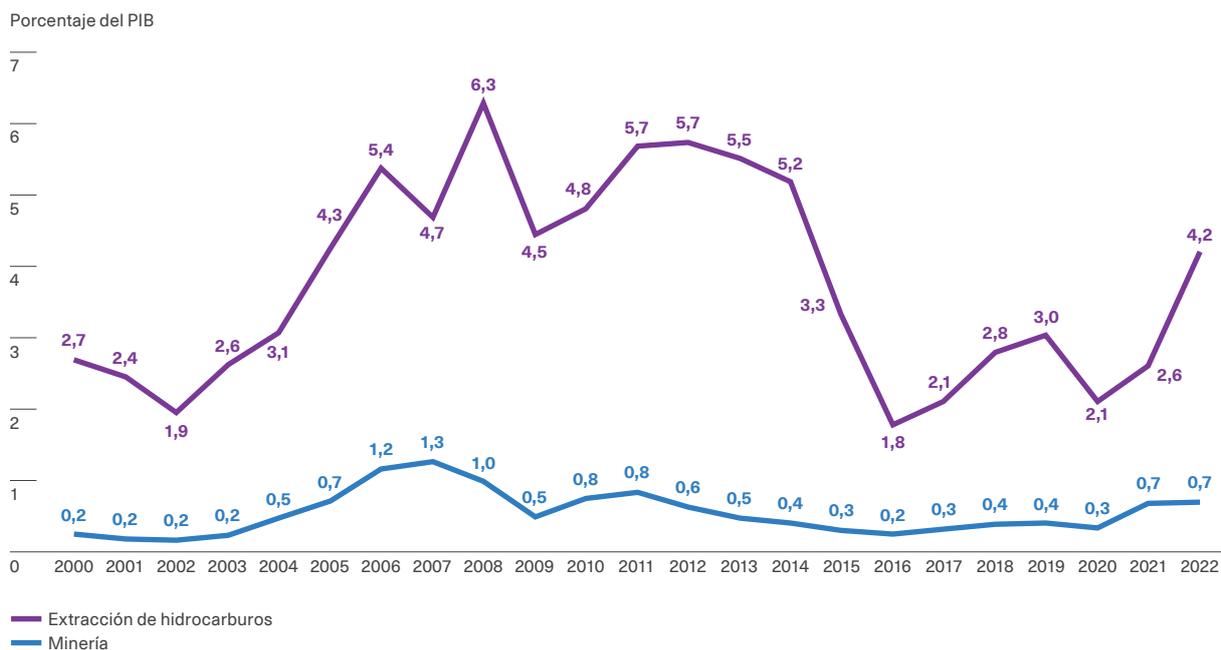
La mayoría de los países de la región con hidrocarburos obtienen ingresos fiscales por la explotación de estos productos, ya sea en forma de bonificaciones, regalías, impuestos a los ingresos u otros instrumentos recaudatorios. Por lo tanto, el reemplazo de la forma de generación energética de hidrocarburos a fuentes limpias puede implicar pérdidas importantes de ingresos fiscales para algunos países.

El gráfico 9.4 muestra la recaudación de los principales países productores por sus explotaciones en hidrocarburos y mineras como porcentaje del PIB desde el año 2000 hasta 2022. Se puede apreciar que

en la primera parte de la década de 2000, los ingresos fiscales aumentaron de forma significativa, llegando a representar el 6,3 % del PIB los correspondientes a hidrocarburos y el 1,3 % del PIB los de la minería. Sin embargo, a partir de 2008 en el caso de la minería y de 2015 en el del petróleo, estos recursos empezaron a perder participación. La leve mejoría observada entre 2017 y 2019 se interrumpió con la pandemia del COVID-19, aunque en 2021 comenzó a notarse una reversión, de forma que, un año después, la participación alcanzó el 4,2 % del PIB en el caso de los hidrocarburos, acercándose a los valores del superciclo de las materias primas¹².

Gráfico 9.4

Participación de los ingresos fiscales por hidrocarburos y minería en el total del PIB entre 2000 y 2022



Fuente: Elaboración propia con base en OCDE et al. (2023)

12 La recaudación total en 2021 de los países de ALyC para los que se dispone de información de ingresos fiscales provenientes de la extracción de hidrocarburos y minera fue, respectivamente, del 17,6 % y 17,9 % del PIB. Los ingresos fiscales por extracción de hidrocarburos y mineros representaron en promedio el 13,1 % y el 4 % de los ingresos fiscales totales.



En América Latina y el Caribe, los ingresos fiscales por hidrocarburos alcanzaron en 2022 el 4,2 % del PIB y por minería el 0,7 % del PIB

La minería, si bien es una actividad contaminante, resulta esencial para poder alcanzar las metas de descarbonización estipuladas por los países, como se mostró anteriormente. Aunque la demanda de esos recursos aumentará por la electrificación y el desarrollo de las tecnologías necesarias para la transición energética, la extracción y procesamiento de cobre ya implica ingresos fiscales importantes hoy en día, mientras que el litio es una industria incipiente y de gran potencial.

En términos de aporte de la minería a los ingresos fiscales, Chile y Perú son los países de la región con la proporción más alta, alcanzando 3 puntos del PIB y 1,7 puntos del PIB, respectivamente. Bolivia tiene ingresos fiscales por actividad minera de 1 punto del PIB aproximadamente, mientras que en Brasil, Nicaragua y República Dominicana estos ingresos se encuentran en torno a 0,5 puntos del PIB. Pensando en los efectos de la transición, Argentina, Bolivia y Chile tienen potencial de incrementar sus ingresos fiscales mineros por la explotación del litio, mientras que Chile y Perú podrán continuar explotando el cobre, México, la plata y Brasil, la bauxita, el níquel y el grafito.

Esquemas de recaudación a partir de la explotación de recursos naturales

Las industrias extractivas, como son la de combustibles fósiles o la minería, tienen ciertas características, detalladas por el FMI (2012), que pueden afectar la manera óptima de recaudar a partir de ellas. Por un lado, son industrias que potencialmente generan importantes rentas y, por lo tanto, constituyen una base imponible atractiva. Al mismo tiempo, hay un elevado grado de incertidumbre sobre las trayectorias de los precios, lo que afecta las estimaciones sobre la rentabilidad de la explotación de estos recursos. Pueden existir asimetrías de información entre el sector privado y el sector público sobre los costos y beneficios de la explotación del recurso, que hagan difícil optimizar la recaudación a partir de su explotación. Son inversiones que requieren altos costos hundidos, los cuales pueden crear problemas de inconsistencia temporal, alterando los incentivos que los gobiernos tienen para diseñar y apegarse a políticas óptimas. La propiedad también es un factor distintivo. En general, o son empresas multinacionales, o son empresas estatales. En el primer caso, existe la posibilidad de que aparezcan problemas fiscales, ya que estas empresas pueden tener más experiencia en la elusión de las cargas tributarias y sensibilidad sobre la distribución de las rentas del recurso con los ciudadanos. En el segundo caso, no se excluyen problemas de eficiencia en la explotación que reduzcan la renta potencial del recurso. Otro posible problema es la concentración de los

oferentes, ya que suelen ser mercados con pocos actores, en los que se generan rentas monopólicas y, por lo tanto, precisan de una regulación avanzada. Finalmente, el sendero óptimo de explotación puede resultar un desafío, ya que el costo de oportunidad de la explotación hoy es la explotación futura.

La generación de energía a partir de fuentes renovables comparte algunas características con la explotación de recursos fósiles, como la incertidumbre sobre la trayectoria de los precios o que las inversiones requieran altos costos hundidos. Sin embargo, existen otras características, como el mejor sendero de explotación, que no son compartidas y pueden afectar los esquemas óptimos de recaudación a partir de cada fuente.



Los esquemas de recaudación óptima a partir de fuentes renovables pueden diferir de aquellos utilizados para fuentes fósiles

Del lado del gobierno, este busca alcanzar objetivos con la recaudación a partir de recursos fósiles que pueden ser compartidos por la recaudación a partir de fuentes renovables. Un primer principio

sería maximizar el valor presente neto (VPN) para el gobierno, lo cual contempla también sobre quién recaen los riesgos de la explotación del recurso. Una dimensión relevante en cuanto a este objetivo es el momento de la recaudación. Gobiernos con poco acceso al crédito, miopía o impaciencia¹³ pueden priorizar recaudar en la etapa temprana del proyecto, mientras que diferir la recaudación puede reducir el riesgo percibido por el inversionista, y, por lo tanto, mermar el rendimiento esperado y requerido para explotar el recurso. Otro principio es la progresividad del instrumento, es decir, que la recaudación aumente cuando las ganancias (por aumentos de precios o caídas de costos) también lo hagan. El gobierno debería buscar igualmente introducir la menor cantidad posible de distorsiones en el proceso productivo, de manera que no afecten su potencial rendimiento. Así mismo, debería garantizar incentivos adecuados para la inversión, lo que aumentará las probabilidades de extraer el mayor retorno al recurso. Finalmente, debe considerar minimizar el riesgo de la inversión, así como las cargas y riesgos administrativos.

Teniendo estos objetivos en mente, los instrumentos fiscales más usados para recaudar a partir de industrias extractivas son las bonificaciones, que establecen pagos únicos que se activan cuando ocurren ciertos acontecimientos; las regalías (sobre ingresos brutos), que generan ingresos públicos desde el inicio de la producción, aunque pueden hacer inviable la extracción de algunos depósitos naturales porque encarecen el costo del proyecto; los impuestos sobre la renta de las empresas (IRE) y el impuesto variable sobre la renta (IVR), cuya aplicación es necesaria para asegurar que el capital esté gravado igual que en otros sectores; y el impuesto sobre las rentas de los recursos naturales (IRRN). A diferencia del IRE, que puede desalentar la inversión al gravar todo el rendimiento del recurso, el IRRN solo grava las rentas, es decir, el rendimiento luego de descontar los costos y el retorno mínimo que solicita el inversor. Finalmente, un último instrumento es la participación estatal, utilizada en muchos países para asegurar al Estado un beneficio adicional (más allá de los ingresos tributarios) en proyectos rentables¹⁴.

Actualmente, los países ricos en recursos fósiles obtienen sus recursos fiscales principalmente a través de dos tipos de instrumentos, como muestra el gráfico 9.5: 1) impuestos a los ingresos, beneficios y rentas de capital, y 2) ingresos a la propiedad, como regalías o dividendos de empresas estatales.



Los países ricos en recursos fósiles obtienen sus recursos fiscales principalmente a través de impuestos a los ingresos, beneficios y rentas de capital o de ingresos a la propiedad, como regalías o dividendos de empresas estatales

Además de la disminución en el flujo de ingresos debido a la menor explotación y uso de los recursos fósiles, la transición energética puede causar costos fiscales por incumplimiento de contratos si se alteran los tiempos o la posibilidad de explotarlos. Todo esto debe ser debidamente considerado en el momento de medir el impacto fiscal de la transición.

Por otra parte, será posible obtener ingresos fiscales a partir de la generación renovable, aunque probablemente no con los mismos instrumentos que con los recursos fósiles, como regalías o bonificaciones. Esa recaudación podría venir de impuestos sobre las rentas o pagos de alquiler de superficies, que pueden compensar, al menos parcialmente, la caída en la recaudación por combustibles fósiles. En algunos países, también es posible mejorar la recaudación con mayores impuestos provenientes de la actividad minera, en especial la asociada a los minerales críticos.

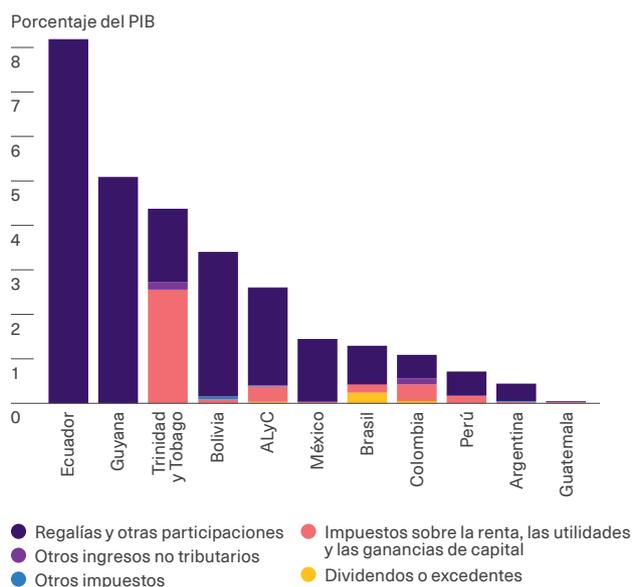
13 Estos problemas de impaciencia pueden surgir de problemas típicos de economía política, cuando los gobernantes de turno valoran más los ingresos de su mandato que el ingreso fiscal de futuros gobernantes.

14 El cuadro A.9.2 en el apéndice (disponible en línea) presenta un breve resumen sobre cómo se relaciona cada instrumento con cada objetivo.

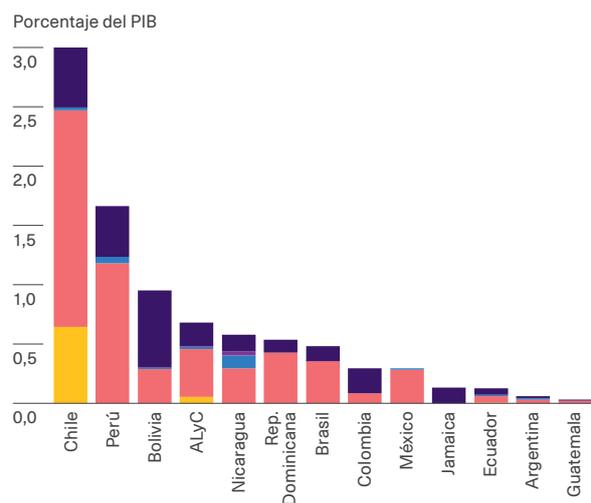
Gráfico 9.5

Recaudación a partir de la explotación de recursos naturales por tipo de instrumento

Panel A.
Proveniente de la extracción de hidrocarburos



Panel B.
Proveniente de la minería



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

Distribución de la recaudación por hidrocarburos a nivel subnacional

Si bien normalmente se habla de la dotación de recursos a nivel de país o incluso a niveles regionales más amplios, los recursos naturales suelen estar concentrados en determinadas localidades del territorio.

Esa desigual distribución afecta la forma en que se colecta y se distribuye lo recaudado, lo que depende, entre otras cosas, de la organización política; es decir, si son estados unitarios o federaciones. La pérdida de ingresos que implicaría el abandono de los recursos fósiles y el incremento en la recaudación por explotación de recursos mineros o por impuestos relacionados con la política ambiental, como el impuesto al carbono, podría tener efectos dispares entre ciudades, países y regiones, afectando el apoyo o la resistencia a avanzar en la transición energética.



Los recursos naturales suelen estar concentrados en determinadas localidades del territorio. Esa desigual distribución afecta la forma en que se percibe y distribuye lo recaudado entre jurisdicciones

Dentro de los esquemas de asignación y distribución de los ingresos provenientes de la explotación de recursos naturales no renovables se pueden distinguir los siguientes:

- Separación de impuestos (reparto de las bases imponibles para los diferentes niveles de gobierno, otorgando las regalías a las entidades subnacionales y el impuesto sobre la renta al gobierno central).

- Concurrencia de impuestos (diferentes niveles de gobierno comparten la base imponible).
- Coparticipación de ingresos.
- Sistemas de transferencias intergubernamentales.

En la región se identifica una amplia variedad de esquemas de distribución de estas rentas. El cuadro 9.5 presenta un resumen de los marcos legales que rigen para la distribución de estos recursos. Como punto destacable se puede apreciar que en América del Sur la mayoría de los marcos legales contemplan la distribución de los recursos entre las regiones productoras y muy pocos consideran compensaciones a regiones no productoras. A la vez, el cuadro confirma lo mostrado anteriormente sobre la forma de recaudar, ya que la gran mayoría de los ingresos provienen de regalías.

En América del Sur la mayoría de los marcos legales contemplan la distribución de recursos a las regiones productoras y muy pocos consideran compensaciones a regiones no productoras

El hecho de que los distintos países de América del Sur no consideren distribuir la recaudación entre regiones no productoras puede imponer un problema de economía política para la transición. Esto se debe a que los potenciales perjudicados por el abandono paulatino de los recursos fósiles estarán concentrados, lo que facilitaría la toma de una acción conjunta para bloquear las propuestas potenciales.

Cuadro 9.5

Distribución de los recursos fiscales provenientes de industrias extractivas por nivel de gobierno

Pais	Sector	Propiedad de los recursos	Disposición en la Constitución sobre la distribución	Ingresos distribuidos	Determinación de ingresos	Distribución a regiones productoras	Compensación a otras regiones	Restricción de uso en gasto de capital	Se permite gasto corriente
Argentina	Hidrocarburos	Nación/ Provincias	No	Regalías	12 % valor de producción	Sí (recaudan provincias)	No	No especifica	No especifica
	Minería	Nación/ Provincias	No	Regalías	12 % valor de producción	Sí (recaudan provincias)	No		
Bolivia	Hidrocarburos	Pueblo del Estado Plurinacional de Bolivia	Sí	Regalías e IDH	18 % y 32 % valor de producción	Sí	No	No	Sí
	Minería	Estado	No	Regalías	1 % a 7 % valor bruto venta	Sí	No	Sí (mínimo 85 %)	Sí (máximo 15 %)
Brasil	Hidrocarburos	Unión (Gobierno federal)	Sí	Regalías	10 % valor de producción	Sí	Sí	Sí	No
	Minería	Unión (Gobierno federal)	Sí	Regalías (CFEM)	0,2 % a 3 % valor de ventas netas	Sí	No	Sí	No
Chile	Minería	Estado	No	Patente e impuesto a ventas	0,5 % a 5 % valor de ventas	No	No	No especifica	No especifica
Colombia	Hidrocarburos	Estado	Sí	Regalías	5 % a 25 % valor de producción	Sí	Sí	Sí	5 % en gastos de funcionamiento del proyecto financiado con regalías
	Minería	Estado	Sí	Regalías	1 % a 12 % valor en boca de mina	Sí	Sí		

Continúa en la página siguiente →

País	Sector	Propiedad de los recursos	Disposición en la Constitución sobre la distribución	Ingresos distribuidos	Determinación de ingresos	Distribución a regiones productoras	Compensación a otras regiones	Restricción de uso en gasto de capital	Se permite gasto corriente
Ecuador	Hidrocarburos	Estado	Sí	Regalías	12,5 % a 18 % valor de producción y tasa	Sí (mínimo)	No	S/D	S/D
	Minería	Estado	No	Regalías	3 % valor de producción	Sí	No		
México	Hidrocarburos	Nación	No	Todos los ingresos fiscales		Sí	Sí ^a	S/D	S/D
	Minería	Nación	No	Todos los ingresos fiscales		Sí ^b	No		
Perú ^c	Hidrocarburos	Nación	No	Regalías, fondo e impuesto renta ^d	Regalías 5 % a 37 % valor producción, 50 % ISR	Sí	No	S/D	S/D
	Minería	Nación	No	Regalías, derechos e impuesto renta	Regalías 1 % a 3 % de ventas brutas, 50 % ISR	Sí	No	Sí	No
Trinidad y Tobago	Hidrocarburos	Estado	No	Regalías	12,5 % sobre ventas <i>offshore</i>	No	No	S/D	S/D
Venezuela	Hidrocarburos	República	Sí	Regalías y porcentaje del presupuesto nacional	20 % a 30 % valor producción	Sí (mínimo)	Sí	No especifica	No especifica

Nota: a/ Las regiones tienen acceso a recursos fiscales a través de la Ley de Coordinación Fiscal; b/ incluye a Estados y municipios; c/ los gobiernos subnacionales participan del 50 % de los ingresos por concepto de impuesto a la renta que pagan las empresas productoras; d/ la distribución del canon minero, gasífero y petrolero comprende un 10 % para las municipalidades donde está la concesión, un 25 % para municipalidades de las provincias donde está la concesión, un 40 % para municipalidades de los departamentos donde está la concesión y un 25 % para los gobiernos regionales donde se explota el recurso natural, del cual un 20 % se transfiere a las universidades nacionales de su jurisdicción. IDH, designa al impuesto directo a los hidrocarburos; CFEM, a compensación financiera para explotación de minerales; ISR, a impuesto sobre la renta; y S/D, sin datos.

Fuente: CEPAL (2014).

Ingresos tributarios relacionados con el medio ambiente

El objetivo de perseguir las metas climáticas también abre ciertos espacios de recaudación, principalmente a través de los impuestos a los combustibles fósiles y a las emisiones. El objetivo de estos impuestos es incorporar en los precios las externalidades negativas que genera la emisión de GEI. Estos impuestos tienen como base imponible una unidad física (o aproximación a la misma) de algo que se ha probado que es dañino para el medio ambiente. Los ingresos tributarios relacionados con el medio ambiente están divididos en cuatro categorías:

- **Energía.** Impuestos a productos energéticos (por ejemplo, combustibles fósiles), incluyendo los usados en el transporte, lo que comprende también los impuestos al carbono.
- **Transporte.** Aranceles a la importación o impuesto a las ventas de equipos de transporte, impuestos a la propiedad, matriculación o uso de vehículos de motor y otros impuestos relacionados con el transporte.
- **Contaminación.** Impuestos a la emisión de distintos gases —óxido de azufre (SO_x), óxido de nitrógeno (NO_x) y clorofluorocarbonos (CFC), entre otros—, al desecho de aguas residuales, al embalaje, a los residuos sólidos y otros impuestos relacionados con los residuos.

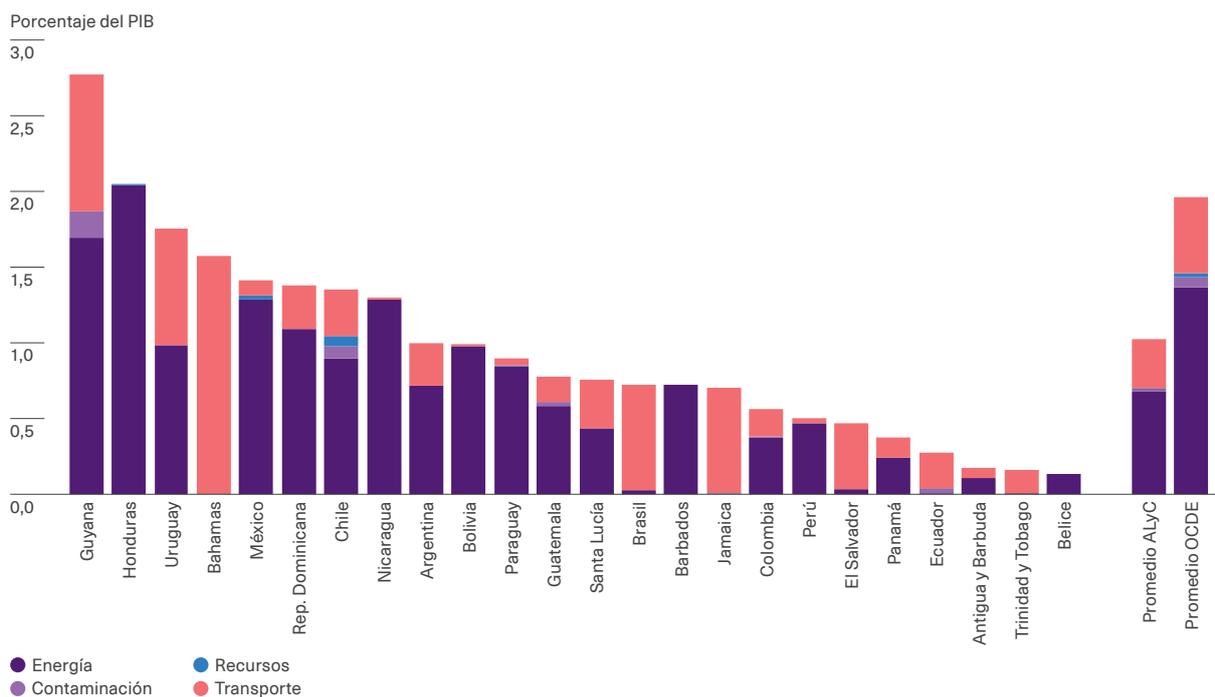
- Recursos. Impuestos a la extracción de agua, productos forestales, de la caza y la pesca, regalías mineras e impuestos a la excavación.

El gráfico 9.6 presenta el uso de estos impuestos en la región y en el promedio de la OCDE. En él se puede ver un predominio de los impuestos a la energía y, en menor medida, al transporte en América Latina y el Caribe, siendo el resto de las categorías relativamente pequeñas. Esta tendencia es la misma en el promedio de países de la OCDE. El gráfico muestra que la recaudación por estos conceptos en algunos países es significativa. Por ejemplo, en Guyana representan cerca del 3 % del PIB y en Honduras, el 2 % del PIB. El uso de estas herramientas puede resultar crucial para

que los agentes económicos internalicen los costos de las externalidades ambientales que generan, a la vez que contribuyen a atenuar la caída en ingresos fiscales provenientes de la menor explotación de recursos fósiles.

● ●
El uso de impuestos relacionados con el medio ambiente puede ser útil para que se internalicen los costos de las externalidades ambientales que se generan y atenuar la caída en ingresos fiscales

Gráfico 9.6
 Impuestos relacionados con el medio ambiente



Nota: El promedio de ALyC representa el promedio no ponderado de 24 países de la región. No se considera Cuba, Costa Rica ni Venezuela por problemas de disponibilidad de datos. El gráfico no incluye los ingresos procedentes de impuestos especiales sobre el consumo de productos petrolíferos de Jamaica (que se calcula que fue superior al 2 % del PIB en 2018), puesto que los datos no están disponibles. El cálculo del promedio OCDE incluye a Chile, Colombia y México.

Fuente: OCDE et al. (2022).

Ingresos tributarios durante la transición

Titelman et al. (2022) estudian los impactos fiscales que tendrá la transición energética en un escenario de mantenimiento de las políticas usuales (BAU, por sus siglas en inglés) y el escenario de cero emisiones netas en seis países de la región: Bolivia, Brasil, Colombia, Ecuador, México y Trinidad y Tobago. Dentro de los ejercicios bajo el escenario de BAU, encuentran que los ingresos por hidrocarburos no disminuirían de manera significativa, en parte, porque la caída en la producción de estos bienes no sería muy importante. Sin embargo, en el escenario de CEN, la caída en los ingresos fiscales por hidrocarburos sería más acelerada. Parte del descenso

podría ser compensado por mayores impuestos al carbono, aunque el estudio muestra que, salvo en los casos de Brasil y Colombia, este aumento en los ingresos no compensa la bajada resultante de la menor producción de hidrocarburos. La diferencia de los ingresos fiscales por este último concepto en el escenario de CEN en comparación con el de BAU alcanza el 6 % del PIB en Ecuador, el 5 % del PIB en Trinidad y Tobago, el 3 % del PIB en México y el 2 % del PIB en Bolivia. A esta caída en la recaudación en el escenario CEN, hay que añadir un incremento en las ayudas a sectores vulnerables, que será necesario efectuar por la introducción del impuesto al carbono. El efecto agregado en el balance fiscal al tener en cuenta estos gastos es negativo para todos los países.

Transición energética y exportaciones netas de energía

La energía, como se viene explicando a lo largo del reporte, es un insumo clave tanto para la producción como para el consumo de los hogares. Por lo tanto, no es sorprendente que tenga también una participación preponderante en el comercio. Dado que la disponibilidad de energía depende en gran medida de la dotación en recursos naturales de los países, estos suelen ser productores de bienes energéticos y, por lo tanto, exportadores netos de energía o importadores netos de energía.

El gráfico 9.7 muestra las importaciones netas de energía como porcentaje de las exportaciones totales de bienes y servicios. Como muestra el gráfico, la mayoría de los países de América Latina y el Caribe son importadores netos de energía. Dentro de esa mayoría destacan Jamaica, Santa Lucía y Honduras, donde las importaciones netas de energía representan más del 25 % de las exportaciones de bienes y servicios. Por otra parte, América Latina y el Caribe cuenta con países con una producción muy importante de hidrocarburos. Entre ellos sobresale Venezuela, donde las exportaciones netas de energía representan más del 80 % de total de bienes y servicios vendidos al exterior. En Colombia, Bolivia, Trinidad y Tobago y Ecuador, esas exportaciones superan el 20 % de las exportaciones totales de bienes

y servicios. Finalmente, está el caso de Paraguay, que, si bien no cuenta con recursos hidrocarbúricos, exporta cantidades significativas de electricidad a Argentina y Brasil a partir de las dos plantas de generación hidroeléctrica que tiene con estos países, Yaciretá e Itaipú.



América Latina y el Caribe cuenta con importantes productores de hidrocarburos, entre los que se destaca Venezuela, cuyas exportaciones netas de energía representan más del 80 % del total de exportaciones de bienes y servicios

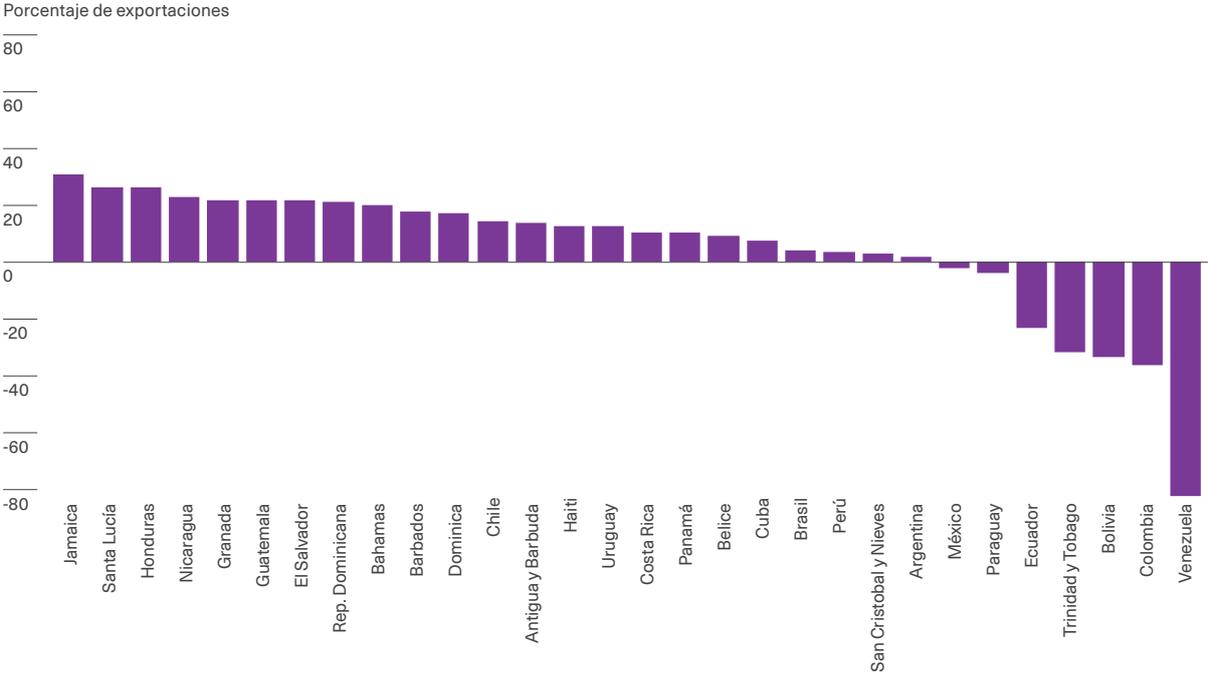
Más allá de la dependencia actual del sector energético, ya sea como importador neto o como exportador neto, la transición energética impondrá desafíos heterogéneos a los países. Por un lado, los exportadores de hidrocarburos deberán ampliar su canasta exportadora. Casos como el de Venezuela sin duda imponen desafíos para la reconfiguración productiva del país. Por otra parte, países que actualmente son importadores netos de energía,

como Jamaica o Chile, podrán verse positivamente afectados si su capacidad de generación energética a partir de recursos renovables aumenta o si el precio de los hidrocarburos cae por una menor demanda global.

Un interrogante hoy en día es la capacidad que existirá para comerciar la energía renovable más allá de interconexiones fronterizas. Actualmente, el comercio de energía está dominado por las exportaciones de petróleo, carbón y gas licuado de petróleo (GLP). Es decir, los hidrocarburos permiten una separación de la producción y el consumo, haciendo que

el comercio juegue un rol central para que se encuentren oferta y demanda. La energía renovable no tiene, al menos todavía, esta característica y la tecnología de almacenamiento aún es costosa, por lo que la producción y el consumo de energía tienen que estar localizadas en un entorno limitado, en el que la tecnología de transmisión permita vincularlas. Dentro de las tecnologías que se consideran que podrían permitir el comercio de energía renovable en el futuro se encuentran el hidrógeno de bajas emisiones y las baterías, las cuales permitirían que la energía renovable se convierta en un producto básico más.

Gráfico 9.7
 Importaciones netas de energía promedio como porcentaje de las exportaciones de bienes y servicios totales en el periodo 2006-2019



Nota: Guyana no fue incluido en el gráfico debido a cambios estructurales en el sector a partir de 2020.
Fuente: Elaboración propia con base en UNCTAD (2021).



Transición energética, regulación financiera y política monetaria

La transición energética y los precios

La transición energética y el cambio climático podrían afectar los niveles agregados de precios a través de distintos canales¹⁵. Siguiendo la descripción de Isabel Schnabel (2022), se pueden describir tres de ellos. Por un lado, está lo que se denomina *climateflation*, un término que apunta a aumentos en los niveles generales de precios ocasionados por un incremento en la ocurrencia de eventos climáticos extremos y la mayor prevalencia de desastres naturales. Esto puede afectar la oferta de bienes, como los alimentos, que ocasionen incrementos en la inflación de los países. La resiliencia y adaptación de la infraestructura y el capital productivo pueden ayudar a atenuar el efecto que estos eventos tendrían en la producción, en la depreciación del capital y, por ende, en los niveles de precios.



Los bancos centrales deben tener en cuenta los nuevos escenarios con mayor volatilidad en los precios de la energía a la hora de diseñar y comunicar la política monetaria

El segundo canal es la *fossilflation*, es decir, un incremento en la inflación ocasionado por un incremento en el precio de los combustibles fósiles. Políticas como el precio al carbono o la menor disponibilidad de fondos para inversiones en este tipo de energías que ocasionen incrementos en su costo de financiación pueden traducirse en mayores precios a este tipo de combustible, los cuales repercutirán en los precios de la energía, al menos en el corto y mediano plazo, hasta que sea factible reemplazarla por producción de energía limpia. A su vez, si las empresas del

sector de hidrocarburos prevén menos demanda y costos más altos, podrían interrumpir proyectos de exploración de nuevas reservas de estos combustibles, así como recortar las mejoras tecnológicas que las hagan más eficientes.

Finalmente, un último canal está relacionado con la *greenflation*. En el corto plazo, si las empresas empiezan a abandonar el consumo de energía fósil a favor de energía limpia, la demanda de esta aumentará. Con ella subirá la demanda de insumos necesarios para su producción, como determinados minerales o materiales críticos, cuya oferta puede verse restringida y presionar al alza sus precios, repercutiendo, por lo tanto, en los de la energía. Sin embargo, en el mediano y largo plazo, al tener estas tecnologías costos marginales de producción muy bajos, es esperable que el precio de la energía se reduzca comparado al escenario con mayor preponderancia de las energías fósiles.

Los bancos centrales deben tener en cuenta estos escenarios con alta volatilidad en los precios de la energía a la hora de diseñar y comunicar la política monetaria. Dado que actualmente un instrumento fundamental de la política monetaria es la comunicación clara y adecuada de las acciones de los bancos centrales, es importante que esa comunicación advierta de los impactos transitorios en las tasas de inflación que tiene la volatilidad en el corto plazo del precio de la energía. Relacionado con el punto anterior, probablemente resulte necesario diseñar medidas de inflación que excluyan estos precios, como una alternativa para tener objetivos de política económica con más control interno y mayor estabilidad, y que comprometan menos la capacidad de transmitir creíblemente los compromisos inflacionarios.

¹⁵ Todos los canales discutidos en esta sección se asocian con cambios en precios relativos que, sin embargo, tienen impacto en los niveles generales de precio por la importancia de la energía como insumo clave de procesos productivos y por la posibilidad de que esta importancia dispare procesos inerciales. No obstante, se diferencian de procesos tradicionales de inflación originados, por ejemplo, en la monetización de déficits fiscales recurrentes.

Rol para la política monetaria y financiera

Como se ha visto anteriormente, la transición energética tendrá impactos fiscales y externos y podría afectar los precios de la energía y de los sectores relacionados con ella, como los minerales críticos. Esto ocurrirá a través de distintos canales, por ejemplo, por el incremento en el precio de los insumos usados en la generación de energía, la caída en el costo marginal de la generación, si esta es a partir de fuentes renovables, o la reducción en la inversión y oferta de energías fósiles. Todo esto podría afectar el nivel y la volatilidad de los precios de la economía en general, dado el rol central que tiene la energía en la estructura productiva. Al impacto en los precios se sumarían potenciales efectos en otras dimensiones del sector financiero.

De acuerdo con Carney (2015), el cambio climático puede afectar la estabilidad financiera por tres vías principales: el riesgo físico, que mide los impactos en los pasivos de las aseguradoras y el valor de los activos financieros que surgen a causa de los eventos relacionados con el clima; el riesgo de responsabilidad, que mide los impactos en el futuro que podrían surgir si los potenciales afectados por eventos climáticos reclamaran compensación a quienes crean responsables de los eventos; y el riesgo de transición, que mide los riesgos financieros que pueden surgir del proceso de ajuste a una economía con menos carbono. La velocidad y medida con la cual estos riesgos ocurran puede ser decisiva para la estabilidad financiera de la economía, con lo cual, políticas tempranas que ayuden a anticiparlos pueden contribuir a preservar esa estabilidad.

Un riesgo latente de la transición energética, como se ha mencionado en varias ocasiones, son los activos varados. Estos activos podrían impactar la estabilidad financiera si afectan al valor del colateral del que disponen los bancos y, por el mismo efecto, el acceso al crédito de las empresas que producen energía fósil.

Las carteras de las principales compañías de carbón, petróleo y gas no están diversificadas y son propensas a fuertes liquidaciones si los inversionistas

deciden deshacerse de ellas. Contando con las reservas en poder de los Estados soberanos, hasta el 80 % de las reservas declaradas, propiedad de las compañías de combustibles fósiles más grandes del mundo y sus inversores, podrían quedarse varados. La Carbon Tracker Initiative (2017a) sugiere que entre el 20 % y el 30 % de la capitalización de mercado de las bolsas de valores de Londres, San Pablo, Moscú, Sídney y Toronto está relacionada con los combustibles fósiles. La industria de los combustibles fósiles es lo suficientemente grande como para desencadenar una crisis financiera si la transición a la energía renovable es desordenada y se produce un pánico en el mercado (Van Der Ploeg y Rezai, 2020).

● ●
Cualquiera que sea el rol final que asuman los bancos centrales en la respuesta al cambio climático, deberán buscar mantener su independencia y credibilidad para no afectar su mandato de preservar la estabilidad de los precios y la sostenibilidad del sistema financiero

Una transición tardía y abrupta hacia una economía baja en carbono podría afectar el riesgo financiero sistémico por dos vías: 1) el impacto macroeconómico de los cambios repentinos en el uso de la energía, y 2) la rápida revalorización de los activos intensivos en carbono. Una transición repentina hacia una baja emisión de carbono daría como resultado un suministro restringido de energía, junto con un aumento de los costos de esta, lo que perjudicaría a la actividad económica. Además, las instituciones financieras podrían verse afectadas por su exposición a activos intensivos en carbono, lo que, a su vez, podría tener implicaciones para la estabilidad financiera y requerir un rediseño de las regulaciones en la materia¹⁶.

16 Para más detalle ver Caldecott et al. (2016) y European Systemic Risk Board (2016).

En resumen, el cambio climático y la transición energética pueden tener efectos importantes en los niveles de precios y la estabilidad del sistema financiero. Cómo deben reaccionar los bancos centrales a estas circunstancias es un tema en debate. En cualquier caso, sus

acciones para mitigar los efectos nocivos que tengan los eventos climáticos y energéticos en el resto de la economía debe hacerse sin comprometer su independencia ni su objetivo principal, que es la estabilidad de precios y del sistema financiero en conjunto¹⁷.

Los múltiples desafíos macroeconómicos de la transición

A lo largo del capítulo se analizó la exposición de las economías de la región a la transición energética en distintas dimensiones. De este análisis quedó claro que existen economías a las que la transición energética impactará negativamente en varios frentes, por ser productoras y exportadoras netas de hidrocarburos, como Bolivia, Ecuador, Trinidad y Tobago y Venezuela. En estas economías, una disminución de la demanda de hidrocarburos afectará sus cuentas fiscales y externas y requerirá una reconfiguración de su matriz productiva.

Por otra parte, están las economías que son productoras de hidrocarburos como Argentina, Brasil, Colombia, México o Perú, pero donde los ingresos fiscales y externos por estos conceptos no representan cuantías considerables.

Por último están las economías no productoras de hidrocarburos. Este grupo, a su vez, se puede dividir en dos. Por un lado, los países con alto potencial de producción de renovables. Para estos, la transición puede ser beneficiosa en la medida que puedan reducir sus importaciones de energía y reemplazarlas por producción energética propia, de lo que sería un ejemplo Chile. Sin embargo, existen otros países, como buena parte de las islas del Caribe, donde el suministro actual de energía depende en gran medida de la importación de energía y donde el potencial de producir a partir de renovables no es tan alto. Para estas economías, la transición energética puede imponer limitaciones en el suministro o aumentos de precios.

Más allá de la producción de energía, el capítulo discutió también la importancia que tendrá la extracción de determinados minerales críticos para la transición. Estos minerales ofrecen oportunidades de exportación e ingresos fiscales a partir de su explotación, que podrían compensar caídas en la recaudación por hidrocarburos en países como Argentina, Bolivia, Brasil o México y ofrecer oportunidades para incrementar los recursos tributarios en países como Chile o Jamaica.

En síntesis, la transición energética afectará las cuentas fiscales y externas, así como la estabilidad de precios de los países de diferente manera, dependiendo de su posición en la cadena de suministro de hidrocarburos, de su potencial de generación renovable y de su dotación de minerales críticos. Cada país deberá analizar las dimensiones que lo afectarán en mayor medida para delinear su estrategia frente a la transición.

17 Ver Cabrales et al. (2022a, 2022b, 2022c), Cochrane (2020) y Weidmann (2019) para una discusión del rol que deberían tener los bancos centrales.