



Policy paper N° 18

El sector energético en América Latina y el Caribe: oportunidades y desafíos del cambio climático



El sector energético en América Latina y el Caribe: oportunidades y desafíos del cambio climático

Dr. Pedro I. Hancevic¹

Dr. Héctor M. Núñez²

Dr. Juan Rosellón³

Resumen

Como firmantes del Acuerdo Climático de París durante la XXI Conferencia sobre Cambio Climático (COP 21) celebrada en el año 2015 y con aplicabilidad a partir de 2020, los países de América Latina y el Caribe (ALC) se comprometieron a cumplir distintas metas en materia de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y de obligaciones en términos de penetración de energías renovables limpias en sus matrices energéticas. En este documento usando la información más reciente disponible, se hace una evaluación de la situación actual de los sectores energéticos de países seleccionados de ALC y posteriormente se analizan las metas de descarbonización vinculadas a los sectores energéticos de esos países. Durante el análisis, se evalúa a nivel regional y mediante algunos ejemplos concretos, la posibilidad de implementar medidas de política y cambios regulatorios que les permitan a las economías de ALC realizar satisfactoriamente la ansiada transición energética. Durante el ejercicio, se identifican potenciales barreras políticas y económicas y luego se analiza de forma breve las posibles consecuencias distributivas de dichos cambios y propuestas. Finalmente se proporcionan los posibles caminos de solución.

¹ Pedro Ignacio Hancevic, Centro de Investigación y Docencia Económicas (CIDE), México; Universidad Panamericana Campus Aguascalientes, México; Red Nacional de Investigadores en Economía (RedNIE), Argentina. Correo: pedro.hancevic@cide.edu

² Héctor M. Núñez, CIDE, México. Correo: hector.nunez@cide.edu

³ Juan Rosellón, CIDE, México; DIW Berlin, Department of Energy, Transportation, and Environment; Center for Energy Studies, Baker Institute for Public Policy, Rice University. Correo: juan.rosellon@cide.edu

Agradecemos la colaboración de Brandon García y Raúl Gutiérrez por su excelente labor como asistentes de investigación. Las opiniones o visiones presentadas en este reporte son exclusivas de los autores y no necesariamente reflejan aquellas de las instituciones señaladas como afiliaciones de estos.

Pequeñas secciones del texto, menores a dos párrafos, pueden ser citadas sin autorización explícita siempre que se cite el presente documento. Los resultados, interpretaciones y conclusiones expresados en esta publicación son de exclusiva responsabilidad de su(s) autor(es), y de ninguna manera pueden ser atribuidos a CAF, a los miembros de su Directorio Ejecutivo o a los países que ellos representan. CAF no garantiza la exactitud de los datos incluidos en esta publicación y no se hace responsable en ningún aspecto de las consecuencias que resulten de su utilización.

Contenido

1. Introducción.....	4
2. Caracterización del sector energético en América Latina y el Caribe.....	5
2.1. Contexto internacional	5
2.2. Evolución de los precios de las commodities.....	5
2.3. Desempeño económico: PBI, exportaciones e inversión.	7
2.4. Sector energético en los países de América Latina y el Caribe	10
2.4.1. Suministro de energía primaria	11
2.4.2. Contribución del sector energético al PBI y al sector externo	13
2.4.3. Energía secundaria	14
2.4.4. Consumo sectorial de energía.....	18
2.4.5. Emisiones de Gases de Efecto Invernadero vinculadas al sector energético.....	21
2.4.6. Rentas derivadas del sector energético.	25
2.4.7. Inversiones realizadas en el sector energético.	27
2.4.8. Activos y recursos naturales varados en la región de ALC	27
3. Políticas de mitigación y adaptación al cambio climático en los países de América Latina y el Caribe	30
3.1. Las políticas actuales y su marco de implementación.	31
3.2. Precios de la energía a consumidor final y los subsidios.....	35
3.3. Discusión de políticas hacia el futuro.....	40
3.3.1. <i>Generación eléctrica mediante fuentes de energía limpia</i>	42
3.3.2. Eliminación (gradual) del uso de combustibles fósiles.....	44
3.3.3. Medidas auxiliares y/o complementarias	47
3.4. Barreras políticas y económicas para la implementación de las medidas	48
3.4.1. Barreras a la generación eléctrica mediante fuentes limpias	48
3.4.2. Barreras a la eliminación de generación eléctrica con combustibles fósiles	49
3.4.3. Barreras al reemplazo de vehículos motorizados privados por otras alternativas menos contaminantes.....	50
3.4.4. Barreras a la adopción de vehículos eléctricos (VE).....	51
3.4.5. Barreras al transporte de carga alternativo	52
3.4.6. Barreras a la electrificación de la industria	52
3.5. El impacto social y distributivo	53
4. Comentarios finales y conclusiones	54
Referencias.....	57
ANEXO A	61

1. Introducción

El sector energético abarca la totalidad de todas las industrias involucradas en la producción y venta de energía, incluyendo la extracción, fabricación, refinación y distribución de combustibles. Las personas consumen grandes cantidades de combustible y la industria energética es una parte crucial de la infraestructura y el mantenimiento de la sociedad en casi todos los países del mundo. Así, la industria energética comprende a:

- **Las industrias de combustibles fósiles líquidos**, que incluyen industrias del petróleo (compañías petroleras y gas asociado, refinerías de petróleo, transporte de combustible y ventas al usuario final en gasolineras);
- **Las industrias del carbón** (extracción y procesamiento);
- **Las industrias del gas natural** (extracción de gas natural y fabricación de gas de carbón, así como distribución y venta);
- **La industria de la energía eléctrica** que incluye la generación, la transmisión, la distribución, y la comercialización de la energía eléctrica. Allí se destacan industrias no mencionadas anteriormente, como es el caso de **la industria de las energías renovables limpias** que comprende energías alternativas sostenibles como la hidroeléctrica, eólica y solar, y la fabricación, distribución y venta de combustibles alternativos (por ejemplo, biocombustibles). **La industria de la energía nuclear** que, si bien puede tener otros usos alternativos, en el caso de América Latina debe considerarse un subconjunto de la industria eléctrica;
- **La industria energética tradicional** basada en la recolección y distribución de leña (biomasa), cuyo uso, para cocinar y calefacción es particularmente relevante y común en los países de más bajos ingresos.

Existe una clara dependencia de las fuentes de energía. Esa tendencia se ha acentuado durante el siglo XX, en particular de aquellas fuentes de energía que emiten dióxido de carbono (CO₂), como es el caso de los combustibles fósiles y la energía tradicional. Esto significa que la industria energética ha sido con frecuencia un importante contribuyente a la contaminación y los impactos ambientales de la economía. En la actualidad los combustibles fósiles continúan siendo la principal fuente de energía del mundo y contribuyen de manera preponderante al calentamiento global y la contaminación del aire. En ese contexto global, pero con particularidades importantes, el sector energético de América Latina y el Caribe (ALC) enfrenta grandes desafíos, así como también ciertas oportunidades para el progreso económico y social. Dentro del marco de los conocidos objetivos de desarrollo sostenible, se busca relacionar cuestiones como: 1) el acceso a la energía –cobertura, confiabilidad y asequibilidad–, 2) la sostenibilidad energética –eficiencia energética, desarrollo de las energías renovables, y adaptación al cambio climático y la protección del medio ambiente y de la biodiversidad–, 3) la seguridad energética –calidad del servicio entregado, infraestructura, e integración de los sistemas energéticos regionales–, y 4) la gobernanza energética –instituciones, políticas, regulaciones e información. Claramente estos desafíos y problemas por resolver, así como las potenciales oportunidades no son exclusivos de las economías de ALC, sino que se trata de una situación común al resto de los países del mundo. En este documento nos ocuparemos de analizar principalmente los puntos 2 y 4 y de forma indirecta el punto 3. En una primera instancia, se trata de caracterizar al sector energético de ALC, poniéndolo en contexto con lo que ocurre en el resto de las regiones del mundo y enfocándose en la organización y la participación que el sector energético tiene en la economía de los respectivos países, así como en el correspondiente impacto ambiental. Para ello, se analiza y se describe la producción de energía por fuentes y por países, la participación en el producto bruto interno (PBI), las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), los ingresos/egresos fiscales derivados del accionar del sector energético y las inversiones realizadas en dicho sector.

En una segunda parte y, tomando como base lo mencionado en el párrafo anterior, este reporte describe las distintas políticas de adaptación y mitigación al cambio climático que actualmente existen en la región de América Latina y el Caribe. Para ello, nos enfocamos en las políticas actuales que incluyen tratados internacionales y leyes y regulaciones locales como respuesta a dichos tratados. Luego analizamos el marco de su implementación para pasar a lo que podría servir de guía para nuevas políticas que tengan como meta producir cambios en el futuro

cercano y a mediano y largo plazo. Se trata también de identificar aquellas barreras económicas y las de tipo político que pudiesen dificultar la correcta implementación de las políticas climáticas. Finalmente, se realiza un esfuerzo por analizar el costado de la sostenibilidad de las políticas frente a sus impactos sociales y distributivos.

Dada la heterogeneidad de países alcanzados en este reporte y, en particular, dada la diferente disponibilidad de datos públicos con que se cuenta, el tratamiento y la profundidad del análisis varía según el país en cuestión. En la caracterización del sector energético de la siguiente sección se busca de alguna manera proporcionar una taxonomía de los países involucrados, de acuerdo con criterios como la dependencia de las importaciones de energéticos, países exportadores de petróleo y gas, países cuya generación eléctrica se basa mayoritariamente en energías renovables limpias versus aquellos que dependen de los combustibles fósiles, entre otras cuestiones de interés.

2. Caracterización del sector energético en América Latina y el Caribe

2.1. Contexto internacional

Superada la peor fase de la pandemia por COVID-19 que azotó a todas las economías del mundo durante el año 2020 y gran parte de 2021 y estando aún dentro de un proceso de recuperación económica que busca consolidarse, los países en desarrollo siguen siendo el principal motor del crecimiento económico en la economía global. Sin embargo, estos países se enfrentan a un importante dilema que, si bien es común a todos los países del mundo, se acentúa bastante más en los países emergentes. En definitiva, las economías emergentes deben plantearse como promover fuertemente el crecimiento económico mientras, al mismo tiempo, hacen frente a cuestiones derivadas de situaciones de precariedad laboral, pobreza y desigualdades sociales. En años más recientes, además del mencionado *trade-off* entre crecimiento y cuestiones sociales, se suma la necesidad de adoptar políticas que permitan mitigar y, en su caso, adaptarse a los sucesos no deseados ocasionados por el cambio climático, por lo que el problema se torna todavía más complejo. En este documento nos focalizamos principalmente en las tensiones que existen entre crecimiento económico y emisiones de gases de efecto invernadero. En particular, el modelo de crecimiento económico de varios de los países de la región depende en gran medida del sector primario o de sectores industriales que están ligados fuertemente a sus sectores energéticos, mismos que dependen del consumo de combustibles fósiles, causantes del cambio climático antropogénico.

2.2. Evolución de los precios de las commodities

La guerra en Ucrania ha causado importantes interrupciones en el suministro de productos básicos y ha llevado a que varios precios se encuentren en niveles que podríamos considerar como altos relativos a sus niveles históricos. A su vez, se espera que varios de esos precios se mantengan significativamente más altos en 2022 que en 2021, tendencia que incluso seguirá en el mediano plazo. Así, el Banco Mundial (2022) proyecta que el precio del petróleo crudo Brent alcance un promedio de \$100/bbl en 2022, un aumento del 42% desde 2021 y su nivel más alto desde 2013. Se espera también que los precios no-energéticos aumenten alrededor de un 20% en 2022, con los mayores aumentos en las materias primas donde las exportaciones provenientes de Rusia y Ucrania son claves.⁴

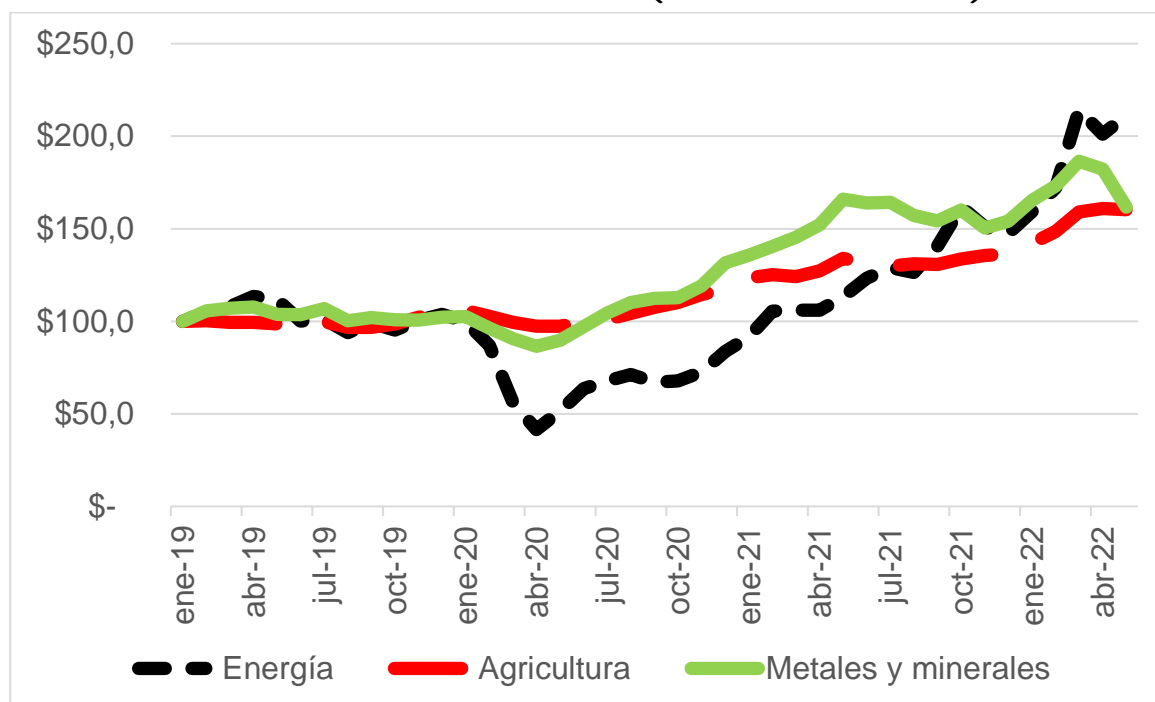
Las perspectivas de los mercados de materias primas dependen en gran medida de la duración de la guerra en Ucrania y la consecuente interrupción en los flujos de materias primas, así como en la incipiente recuperación económica global que no ha terminado de consolidarse aún. En épocas pasadas, los aumentos significativos del precio del petróleo produjeron reacciones en el lado de la oferta y aparecieron nuevas fuentes de suministro. Al mismo tiempo, hubo una

⁴ Se pronostica que los precios del trigo, en particular, aumentarán más del 40 %este año, alcanzando un máximo histórico en términos nominales. Si bien, en general, se espera que los precios alcancen su punto máximo en 2022, se mantendrán mucho más altos de lo previsto anteriormente (Banco Mundial, 2022).

reducción de la demanda a través de mejoras en la eficiencia y la sustitución de otros productos básicos.⁵ En ese sentido, un desafío importante de los países emergentes y de ALC en particular es poder brindar apoyo específico a los usuarios más pobres que enfrentan precios más elevados de los alimentos y de la energía. Como objetivos a mediano y largo plazo, es deseable que se fomenten las mejoras en la eficiencia energética y se busque incentivar la inversión en nuevas fuentes de energía que además sean limpias –es decir, con menores emisiones de carbono y gases contaminantes a nivel local– y que se promueva la producción eficiente de alimentos.⁶ Por el contrario, en varios países de la región como, por ejemplo, Argentina, México y Venezuela, las respuestas políticas a la crisis más reciente han favorecido la aplicación o el reforzamiento de los controles de precios y se ha generalizado la aplicación de subsidios sin la necesaria focalización hacia los sectores sociales más vulnerables. En algunos casos, incluso se han adoptado restricciones comerciales que lejos de solucionar los problemas existentes van en detrimento del desarrollo económico sostenible mencionado en la sección anterior. Todas estas medidas muy probablemente exacerben la escasez de productos y limiten las chances de obtener un crecimiento económico sostenido.

Los precios de la energía históricamente han sido más volátiles que el agregado del resto de *commodities*. En la Figura 1 se ilustra la evolución de los índices de precios internacionales de *commodities* diferenciando entre energía, agricultura y metales y minerales. Se observa que, tras una caída abrupta del índice de precios energéticos al inicio de la pandemia por COVID-19, éstos se han recuperado e incluso se ubican por encima de los valores previos a la pandemia. Si se considera por ejemplo el valor de la energía entre febrero 2020 y mayo 2022, se tiene un incremento del orden del 140%. En contraste, al observar la evolución de los precios de los productos no-energéticos (agricultura y metales y minerales) tanto la caída inicial al comienzo de la pandemia como la posterior recuperación fueron considerablemente menos abruptas (en términos porcentuales) respecto a lo acontecido con los precios de la energía.

Figura 1. Índices mensuales de precios de productos básicos expresados en dólares estadounidenses a valor nominal (Base: enero 2019=100)



⁵ Por ejemplo, podría esperarse que, si persiste el alza en los precios de los alimentos, comenzarán a utilizarse tierras adicionales para la producción lo cual podría retrotraer los precios en el mediano plazo.

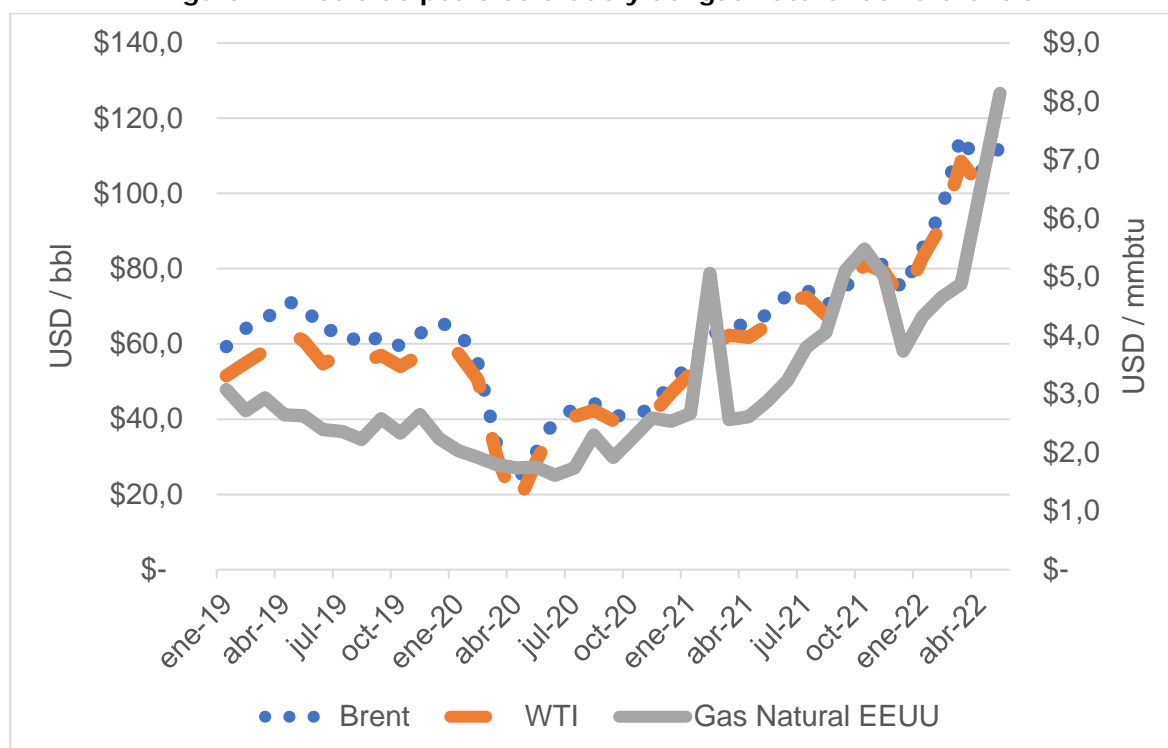
⁶ En este punto se cruzan la eficiencia, que la producción de alimentos llegue a los sectores de bajos recursos y que además se satisfagan los estándares ambientales. En definitiva, se trata del desarrollo sostenible en materia de alimentos, tema que escapa al alcance de este documento.

Fuente: Elaboración propia con datos del Banco Mundial.

Asimismo, vale la pena desglosar lo que ha venido sucediendo con los precios más relevantes de la energía primaria, como es el caso del petróleo crudo y del gas natural. La Figura 2 nos muestra la evolución de crudo Brent, del crudo WTI y del gas natural Henry Hub, los cuales tomamos como referencia para la región de América Latina y el Caribe.

La serie graficada empieza en enero 2019 y desde allí se observaba una tendencia decreciente de los precios, la cual se acentuó bastante durante las fases iniciales de la pandemia donde la recesión golpeó más fuerte en todo el planeta. Hacia finales de 2020 comenzó una recuperación de los precios de la energía, la cual cobró mayor fuerza a comienzos de 2021. Ya situados en el año 2022, se alcanzan precios que podrían considerarse como muy elevados desde una perspectiva histórica. Como mencionamos más arriba, estos precios fueron apuntalados en gran parte por el conflicto bélico entre Rusia y Ucrania y exacerbados por la inflación global generalizada postpandemia de COVID 19.⁷

Figura 2. Precio de petróleo crudo y del gas natural de referencia



Fuente: Elaboración propia con datos del Banco Mundial.

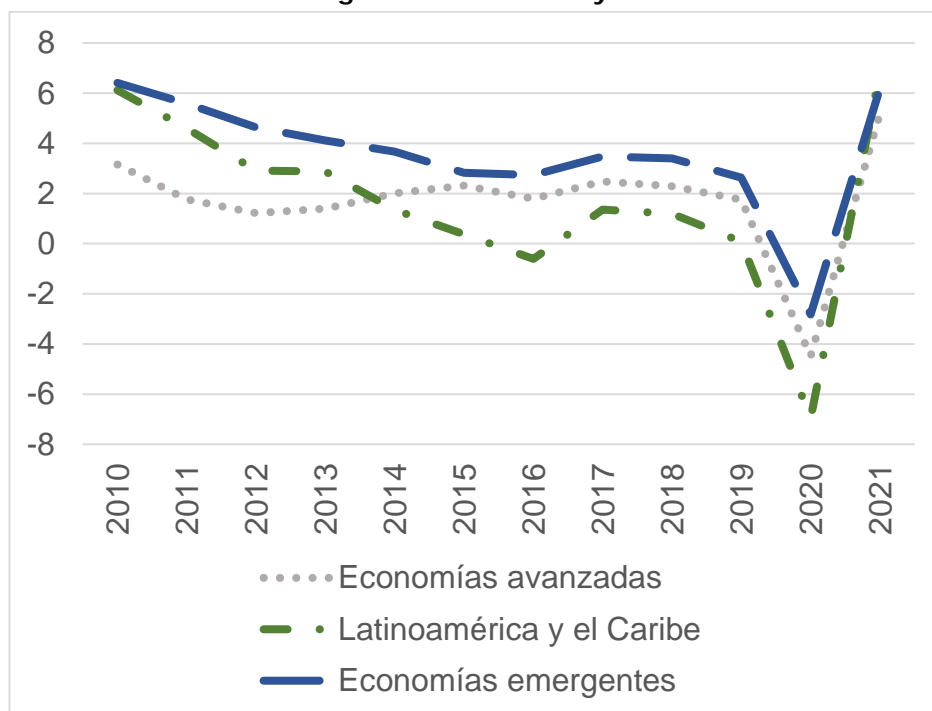
2.3. Desempeño económico: PBI, exportaciones e inversión.

De acuerdo con el reporte de perspectivas del desarrollo global de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE 2022), los pronósticos a largo plazo sugieren que es probable que las economías emergentes, incluyendo ALC, representen hacia el año 2030 alrededor del 60% del PBI mundial. La Figura 3 a continuación nos enseña las tasas de crecimiento económico distinguiendo entre los mencionados grupos de países para el periodo 2010-2021. En primer lugar, se destaca que las economías emergentes han mantenido tasas de crecimiento por encima de los países desarrollados durante todo el periodo ilustrado. En segundo lugar, el desempeño económico de los países de ALC ha estado por debajo del resto de economías emergentes. En tercer lugar, se destaca que desde 2014 en adelante, ALC ha

⁷ Por supuesto, el crecimiento de los precios de la energía y la escalada de la inflación núcleo de los países de ALC son fenómenos endógenos, con doble causalidad.

tenido tasas de crecimiento incluso por debajo del promedio de países desarrollados. Esto último es cierto aun en épocas de pandemia por COVID-19. Sin embargo, recientemente, desde 2021, ALC ha logrado recuperar tasas de crecimiento comparables al resto de emergentes, en lo que en principio sería sólo un efecto rebote luego de la abrupta recesión de 2020.

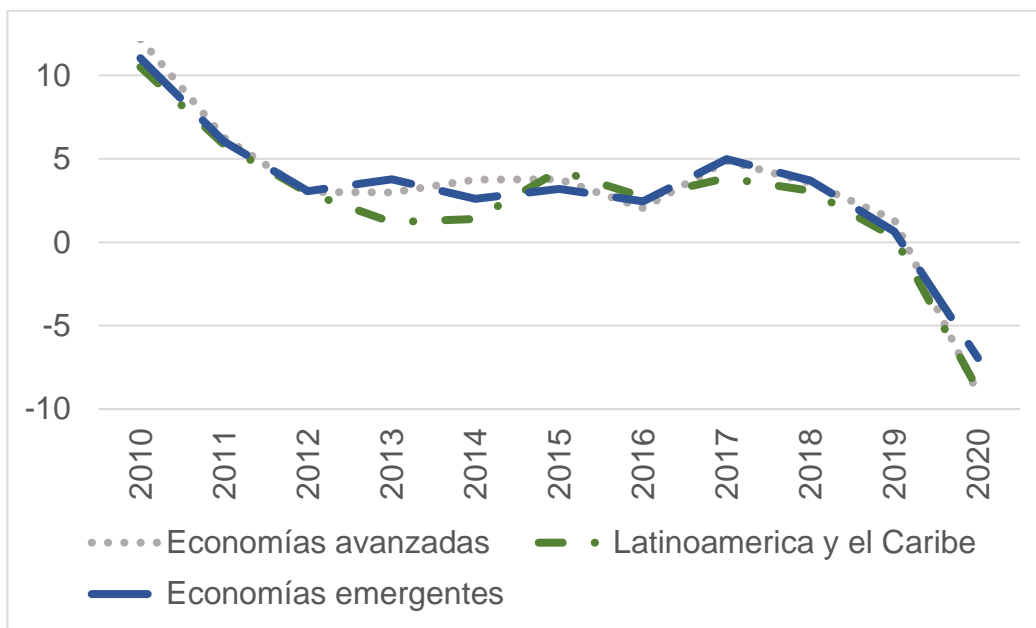
Figura 3. Tasas de crecimiento anual del PBI real en economías avanzadas y emergentes entre 2010 y 2021



Fuente: Elaboración propia con base en el World Economic Outlook database del Fondo Monetario Internacional.

El comercio internacional no ha sido ajeno a los vaivenes del crecimiento económico. En este caso, la performance de los países emergentes y desarrollados ha sido bastante similar, evidenciando un ciclo previo, durante y posterior a la pandemia (ver Figura 4). En el caso de la inversión, que de por sí es un componente volátil dentro de la demanda agregada, es de destacar el pobre desempeño de las economías de ALC frente a los otros grupos de países. La inversión en la región de ALC se ha mantenido en las últimas dos décadas en valores en torno al 20% del PBI. Sin embargo, desde 2015 estos valores han caído y se han mantenido en torno al 17%, lo cual conlleva indefectiblemente limitaciones para el crecimiento de mediano y largo plazo.

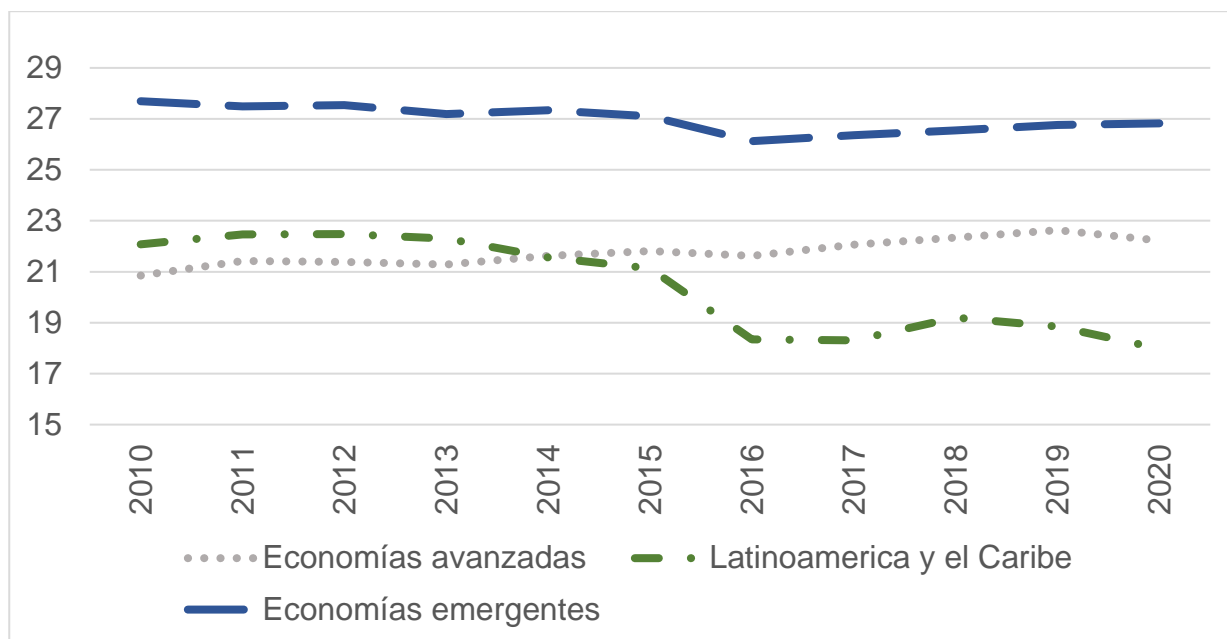
Figura 4. Cambios porcentuales en el volumen de exportaciones de las economías avanzadas y emergentes durante 2010-2020



Fuente: Elaboración propia, con datos del Fondo Monetario Internacional, World Economic Outlook database.

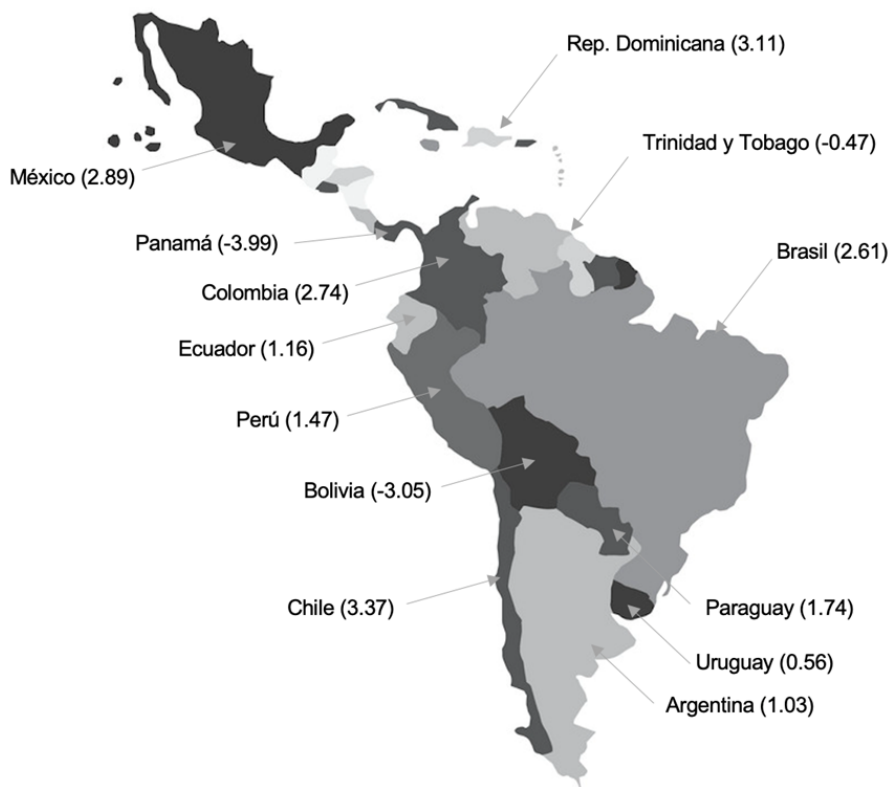
Asimismo, los ciclos de crecimiento económico de las economías de ALC históricamente han sido bastante dependientes de los ciclos de inversión extranjera directa (IED). La IED no solo complementa las políticas de desarrollo de origen local, sino que en muchos casos es el pilar fundamental para el crecimiento en determinados sectores económicos. Esto es particularmente cierto en el sector energético, donde tanto el desarrollo de los hidrocarburos convencionales y no-convencionales –ej., gas y petróleo de esquisto– como de las nuevas industrias relacionadas a las energías renovables –principalmente, solar fotovoltaica, eólica y geotermia– son altamente dependientes de la IED. La Figura 6 presenta un mapa de la región con la IED de forma agregada para el año 2020. Los números son bastante magros, si se comparan con los promedios históricos de cada país.

Figura 5. Inversiones totales como porcentaje de PBI en economías avanzadas y emergentes entre 2010-2020



Fuente: Elaboración propia, con datos del Fondo Monetario Internacional, World Economic Outlook database.

Figura 6. Inversión extranjera directa (entradas netas, % del PBI) en 2020 en algunos países de América Latina y el Caribe



Fuente: Elaboración propia, con datos World Development Indicators del Banco Mundial.

2.4. Sector energético en los países de América Latina y el Caribe

Para adentrarnos al estudio del sector energético de las economías de ALC es necesario comprender cuánta energía se produce y se consume en cada país de la región, distinguiendo, en la medida de lo posible, entre las diferentes fuentes de energía que están involucradas en dichos procesos. Asimismo, resulta relevante conocer el peso que tiene el sector energético en el PBI de los países, así como la posición exportadora o importadora neta de cada economía. De este modo comenzamos analizando por un lado las fuentes de energía primaria, las cuales incluyen a los combustibles fósiles como el petróleo, el gas natural y el carbón, pero también a la energía nuclear y a las fuentes de energía renovables. Acto seguido, se estudia el consumo de energía a nivel sectorial (agropecuario, industrial, negocios comerciales, hogares, etc.) para tratar de comprender el peso relativo de cada sector. Luego se estudia la generación de electricidad que sin lugar a duda es la principal fuente de energía secundaria y que lógicamente se produce a partir de las fuentes de energía primaria anteriormente mencionadas.

Se pasa luego a analizar las emisiones del sector energético de ALC, poniéndolas en contexto con el resto de las economías emergentes y las principales economías desarrolladas del mundo. Se revisa de forma breve las rentas derivadas del sector energético, así como las inversiones. Finalmente, analizamos de forma descriptiva los potenciales activos varados. Esto último cobra gran importancia porque una parte importante de la vía hacia la transición energética que se propone en este documento (y que nosotros consideramos inexorable) radica en la eliminación acelerada del uso de combustibles fósiles.

2.4.1. Suministro de energía primaria

Comenzamos analizando la oferta o suministro de energía primaria (esto es, la producción doméstica más las importaciones y descontando las exportaciones) para el año 2018 que se muestra en la Tabla 1.

País	Gas Natural	Carbón	Petróleo	Nuclear	Renovables	Total
Argentina	1,771,690	65,618	1,049,890	65,618	328,090	3,280,906
Barbados	845		15,204		676	16,724
Bolivia	170,741		182,937		52,848	406,526
Brasil	1,226,711	736,027	4,416,162	122,671	5,765,545	12,267,116
Chile	179,712	294,074	686,174		473,787	1,633,747
Colombia	434,951	144,984	628,262		402,732	1,610,929
Costa Rica			109,007		113,456	222,463
Rep. Dominicana	39,889	32,636	261,095		29,010	362,630
Ecuador	24,402		469,748		115,912	610,062
Jamaica	3,516	2,344	101,955		9,375	117,190
México	2,744,852	533,721	3,507,311	152,492	762,459	7,700,836
Panamá	6,952	5,214	128,616		34,761	175,544
Paraguay			117,003		155,098	272,101
Perú	270,799	30,089	471,392		230,681	1,002,961
Trinidad y Tobago	650,979		57,228		7,153	715,360
Uruguay	2,288		89,261		137,325	228,874
Venezuela	765,066		718,226		78,068	1,561,360
Total	8,293,394	1,844,707	13,009,471	340,781	8,696,976	32,185,329

Fuente: International Renewable Energy Agency (IRENA).

A nivel regional, se observa que el petróleo sigue liderando la consideración cuando se mira la oferta total de energía primaria de los países de la región, explicando más de 40% del total. Le sigue la energía renovable y el gas natural con 27% y 26%, respectivamente. Si nos centramos en los hidrocarburos, resaltan cuatro países: Brasil, México, Argentina y Venezuela. En conjunto estos países representan el 78% y 74% de la oferta total (y también de la producción total) de gas natural y de petróleo, respectivamente. En el caso del carbón, los países más relevantes de la región son Brasil, México, Chile y Colombia que explican más del 90% del total de suministro y de producción local. De acuerdo con estas tres descripciones y para comprender la distinta naturaleza de los países de la región de ALC, en lo que sigue, dividimos el análisis de suministro de energía primaria en tres grupos de países.

i. Países que tienen mayoría de fuentes renovables en la oferta energética primaria

La oferta de energía primaria a partir de fuentes renovables en Uruguay es una de las más altas de ALC. El 60% de su suministro total proviene de este tipo de fuentes, el 39% del petróleo y el 1% restante de gas natural. Dentro de las fuentes renovables, el 66% proviene de bioenergía, el 21% de recursos hídricos y el 12% de recursos eólicos. Asimismo, en los últimos cinco años, ha habido un incremento de 4.7% en la producción de energía a partir de fuentes renovables.

Costa Rica tiene una matriz energética similar donde las energías renovables representan el 51% y el restante 49% es básicamente petróleo. Para el caso de Paraguay, el 57% de la oferta total de energía primaria proviene de fuentes renovables y el 43% restante del petróleo. En cuanto a las fuentes renovables, el 58% es de origen hídrico y el 42% restante bioenergía. Sin embargo, ha habido una disminución de 11.5% en el suministro de energía a partir de fuentes

renovables en los últimos cinco años. En cuanto a Brasil, el 47% de su oferta total de energía primaria proviene de fuentes renovables, el 36% proviene del petróleo y 10% del gas natural. De las fuentes renovables, 71% proviene de bioenergía, el 25% recursos hídricos y el 4% a partir de la energía eólica. En los últimos cinco años, ha habido un incremento de 5% en la oferta de energía primaria a partir de fuentes renovables.

ii. Países cuya oferta de energía primaria proviene mayoritariamente del gas natural

Trinidad y Tobago es el país de ALC cuya oferta primaria depende en mayor medida del gas natural, siendo un productor relativamente importante, considerando el tamaño de su pequeña economía. El 91% de la producción total proviene de este recurso, el 8% del petróleo y el 1% restante de fuentes renovables (prácticamente todo es bioenergía, 94% y solo el 6% solar). Asimismo, ha habido una disminución de un 1% en el suministro de energía a partir de fuentes renovables en los últimos cinco años. En Argentina, por su parte, el 54% de su oferta primaria total proviene del gas natural, 33% petróleo y 10% fuentes renovables. De estas últimas, el 52% es bioenergía, el 41% es hidroeléctrica, 5% eólica y 1% solar. Por su parte, ha habido un incremento de 0.6% en el suministro de energía a partir de fuentes renovables en los últimos cinco años, fundamentalmente durante la anterior administración.

iii. Países cuya oferta primaria mayoritaria proviene del petróleo

Para el caso de República Dominicana, el 72% del suministro total de energía primaria proviene del petróleo, 11% del gas natural, 9% del carbón y sólo el 8% de fuentes renovables. En este último grupo, 74% proviene de bioenergía, 12% hidro, 9% viento y 4% solar. Asimismo, ha habido un claro estancamiento, donde se observa una disminución de fuentes renovables en los últimos cinco años en torno al 0.3%. La preponderancia del uso de petróleo en Barbados es patente, el 90% de la oferta de energía proviene de esta fuente. Siguiéndole el 5% de uso de gas natural y 4% de energías renovables. Si bien en términos agregados la oferta de energía en Barbados es relativamente baja con respecto al resto de la región, su dependencia del petróleo es considerablemente alta.

Otro país con alta dependencia del suministro de petróleo es Jamaica, representando el 87% del total de oferta doméstica de energía. Le siguen las energías renovables con un 8%, el carbón, el gas natural y otros energéticos aportan solamente un 5% del total. De forma similar, Ecuador es otro país que tiene una alta dependencia del petróleo el cual representa el 77% de su oferta total de energía primaria. Posteriormente le siguen las energías renovables con un 19% y el gas natural con un 4% de la oferta. Con un poco menos de dependencia de petróleo, pero en rangos similares se encuentra Panamá, donde el 74% de la energía suministrada domésticamente proviene del petróleo. Luego le siguen las fuentes renovables con un 20% y el gas, el carbón que explican un 7% del total.

Colombia tiene una oferta de energía distribuida entre diversos tipos. El petróleo es su energético primario principal que le aporta un 39% del total. Le siguen el gas natural con un 27% y casi en igualdad de términos las energías renovables con un 25%. Finalmente, el carbón y otras fuentes aportan el 9% de la energía primaria total.

En términos semejantes, México tiene una oferta (y también producción) de energía primaria relativamente diversa, siendo uno de los 3 países, junto a Argentina y Brasil, que producen energía nuclear (2% de su producción). Sin embargo, en México el petróleo representa un 46% del total de energía primaria y le siguen el gas natural con un 36%, las energías renovables con un 10% y luego el carbón junto a otras fuentes con un 7%.

Perú tiene al petróleo como principal energético con el 47% del total, y luego a los renovables con un 23% y el gas natural con el 27%. El restante 3% se reparte entre carbón y otras fuentes. En cuanto a Bolivia, su oferta primaria de energía se basa en un 45% en petróleo, 42% gas natural y 13% fuentes renovables. De estas, el 76% proviene de bioenergía, 22% de fuentes hídricas y un 1% de fuentes solares. Sin embargo, ha habido un leve incremento de 0.8% en el uso de fuentes renovables en los últimos cinco años.

Por último, el 42% del suministro de energía en Chile proviene del petróleo, el 29% de renovables y el 18% de carbón. De las fuentes renovables, el 73% proviene de bioenergía, el

16% hidro o marítima y el 9% solar y eólica. Sin embargo, ha habido un incremento importante del 1.6% en el uso de fuentes renovables en los últimos cinco años.

En Venezuela hay una alta preponderancia del gas natural y del petróleo que representan el 49% y el 46% del total de energía primaria suministrada, respectivamente. El restante 5% se explica mediante las energías renovables.

2.4.2. Contribución del sector energético al PBI y al sector externo

El sector energético tiene diferente peso en el PBI de los países de la región. En primer lugar, en algunas economías la relevancia del sector radica en que es un pilar fundamental en la producción y en la generación de valor agregado. En segundo lugar, a veces la importancia del sector energético se cimienta en la participación que éste tiene en la balanza comercial. Así, algunos países son exportadores (respectivamente, importadores) netos de energía lo cual implica la llegada (salida) de divisas. En tercer lugar, el sector energético participa como un insumo esencial en los sectores de manufacturas, actividades primarias y en la producción de servicios, en especial el transporte de carga y de pasajeros. Por supuesto, cada país posee una combinación diferente que otorga distinta importancia relativa a estas actividades fundamentales. La última columna de la Tabla 2, a continuación, presenta una intensidad energética de la oferta para cada país, es decir, participación del sector energético en el producto interno bruto de cada uno de los países estudiados, entendiendo por sector energético a la explotación petrolera, de carbón e hidrocarburos, así como la producción de electricidad por las diferentes fuentes disponibles.

Tabla 2. Participación del sector energético en el PBI

País	PBI total (MM de USD corrientes)	PBI per cápita (en PPP)	Sector Energético (% del PBI)
Argentina	488.6	22,949	6.7%
Barbados	43.7	13,349	2.5%
Bolivia	39.8	16,602	6.5%
Brasil	1608.1	23,207	11.0%
Chile	316.9	25,526	3.6%
Colombia	271.3	14,931	7.0%
Costa Rica	61.5	22,132	2.7%
Rep. Dominicana	94.7	15,200	2.5%
Ecuador	98.8	10,895	8.6%
Jamaica	31.8	9,241	4.3%
México	1076.0	18,444	7.2%
Panamá	52.9	26,782	6.7%
Paraguay	38.3	42,759	8.1%
Perú	202.0	11,878	11.8%
Trinidad y Tobago	21.4	24,225	20.4%
Uruguay	53.6	22,793	0.9%
Venezuela	59.4	23,215	15.4%

Nota: en esta tabla se entiende por sector energético la explotación petrolera y de hidrocarburos, así como la producción de electricidad, gas y carbón. Dependiendo del desglose reportado por cada país pueden incluirse o excluirse algunos valores. Para los países de Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia, Rep. Dominicana, México y Trinidad y Tobago los datos son de 2021. Para Barbados, Chile y Perú corresponden a 2020, para los restantes países corresponden a 2019, excepto por Venezuela cuyos datos son de 2018. Fuente: Elaboración propia con datos reportados por institutos de estadística de cada país, World Economic Outlook Database (2022) del FMI.

Por otro lado, como se señaló anteriormente, el sector energético puede ser un motor del comercio internacional y por ende una fuente de crecimiento, o por el contrario puede representar un peso importante como demandante de divisas para aquellos países importadores netos. La Tabla 3 presenta el comercio de energía primaria del año 2018 en ALC.

Tabla 3. Comercio internacional de energía primaria en ALC, año 2018

País	Importaciones (TJ)	Exportaciones (TJ)	Intercambio neto		
			(TJ)	(Millones USD)	(% PBI)
Argentina	562,231	355,314	-206,917	-3,338	-0.6%
Barbados	19,876	1,189	-18,687	-251	-4.9%
Bolivia	61,093	497,601	436,508	1,839	4.6%
Brasil	2,649,406	2,716,067	66,661	477	0.0%
Chile	1,149,287	45,197	-1,104,090	-11,633	-3.9%
Colombia	193,215	3,870,044	3,676,829	20,690	6.2%
Costa Rica	118,350	4,600	-114,892	-1,713	-2.7%
Rep. Dominicana	355,229	55	-355,174	-4,119	-4.8%
Ecuador	269,001	888,835	619,834	4,263	4.0%
Jamaica	131,333	11,777	-119,556	-1,326	-8.4%
México	4,301,676	3,077,240	-1,224,436	-16,568	-1.4%
Panamá	340,830	1,184	-399,646	-8,168	-15.4%
Paraguay	120,737	155,221	34,484	268	0.7%
Perú	506,166	421,541	-84,625	-2,588	-1.2%
Trinidad y Tobago	136,756	824,441	687,685	3,237	11.8%
Uruguay	100,574	4,348	-96,226	-1,164	-1.8%
Venezuela	409,119	3,285,194	2,876,075	2,940	6.2%

Fuente: International Renewable Energy Agency (IRENA)

En primer lugar, se distingue el grupo de países que en términos relativos son grandes exportadores de energía primaria. Allí se destacan Bolivia y Trinidad y Tobago (que fundamentalmente comercian gas natural), Colombia y Ecuador (principalmente petróleo) y Venezuela (petróleo y gas natural).

En segundo lugar, los países que son relativamente grandes importadores de energía son Barbados, Chile, Costa Rica, República Dominicana, Jamaica, México, Panamá, y Uruguay. En este grupo se destaca el caso de México que si bien ocupa el puesto número 15 en el ranking mundial de países exportadores de crudo (petróleo sin refinar), importa grandes cantidades de gas natural, principalmente desde los Estados Unidos. Luego los casos de Uruguay, Chile y Costa Rica quienes básicamente no producen energía fósil e importan casi la totalidad de esta. En términos relativos, los países que más importan energía son Panamá, Jamaica, República Dominicana, Barbados y Chile. Sus importaciones oscilan entre 4% y 15% del PBI. En el caso de Uruguay, Perú y México, el desbalance de las importaciones no supera el 2% de su PBI.

Paraguay y Brasil son países cuyo comercio de energía primaria está relativamente equilibrado y en rigor son ligeramente exportadores, aunque su intercambio neto no supera el 1% del PBI. Finalmente, Argentina presenta un ligero desbalance siendo importador neto de energía primaria, pero su déficit es de sólo 0.6% del PBI.

2.4.3. Energía secundaria

Cuando se pone la lupa en las energías secundarias, es crucial ver lo que ocurre con la electricidad. La Tabla 4 y la Tabla 5 desagregan la generación eléctrica por fuente de energía para los países de ALC en GWh y como porcentaje del total, respectivamente.

Tabla 4. Generación eléctrica en ALC por fuente de energía en 2020 (GWh)

País	Combustibles fósiles			Nuclear	Fuentes renovables					Otras Fuentes	Total
	Gas	Carbón	Petróleo		Eólica	Hidroeléctrica	Solar	Biocombustibles	Geotermia		
Argentina	88,241	1,973	6,720	10,707	9,412	24,262	1,345	2,265			144,925
Bolivia	6,332		87		64	2,945	253	174			9,855
Brasil	53,464	17,539	10,736	14,053	57,051	396,327	10,750	58,742		2,369	621,031
Chile	14,716	25,488	3,048		5,524	20,715	7,619	4,494	247		81,851
Colombia	9,960	8,590	2,509		63	49,837	191	726			71,876
Costa Rica			24		1,459	7,661	65	138	1,689		9,347
Rep. Dominicana	5,077	2,515	10,325		552	928	256	204			21,546
Ecuador	1,200		5,062		77	24,324	38	471			31,172
Jamaica	936		3,001		272	155	46	24			4,434
México	217,823	9,079	34,095	10,864	19,701	26,817	13,528	2,312	4,521	4,602	343,342
Panamá	2,812	1,069	1,625		725	5,096	295	24			11,646
Paraguay			2			47,176					47,178
Perú	18,462	56	675		1,812	30,560	795	569			52,929
Trinidad y Tobago	9,148		35				5				9,188
Uruguay			359		5,438	4,051	463	2,786			13,097
Venezuela	21,298		14,135		88	49,637	9				85,157
Total	449,469	66,309	92,438	35,624	102,238	690,481	35,658	72,929	6,457	6,971	1,558,574

Fuente: International Energy Agency (IEA). Nota: no se tienen datos disponibles para Barbados.

Tabla 5. Generación eléctrica en ALC por fuente de energía como porcentaje del total en el año 2020

País	Combustibles fósiles			Nuclear	Renovables					Otras Fuentes
	Gas	Carbón	Petróleo		Eólica	Hidroeléctrica	Solar	Biocombustibles	Geotermia	
Argentina	60.9%	1.4%	4.6%	7.4%	6.5%	16.7%	0.9%	1.6%		
Bolivia	64.3%		0.9%		0.6%	29.9%	2.6%	1.8%		
Brasil	8.6%	2.8%	1.7%	2.3%	9.2%	63.8%	1.7%	9.5%		0.4%
Chile	18.0%	31.1%	3.7%		6.7%	25.3%	9.3%	5.5%	0.3%	
Colombia	13.9%	12.0%	3.5%		0.1%	69.3%	0.3%	1.0%		
Costa Rica			0.3%		15.6%	82.0%	0.7%	1.5%	18.1%	
Rep. Dominicana	23.6%	11.7%	47.9%		2.6%	4.3%	1.2%	0.9%		
Ecuador	3.8%		16.2%		0.2%	78.0%	0.1%	1.5%		
Jamaica	21.1%		67.7%		6.1%	3.5%	1.0%	0.5%		
México	63.4%	2.6%	9.9%	3.2%	5.7%	7.8%	3.9%	0.7%	1.3%	1.3%
Panamá	24.1%	9.2%	14.0%		6.2%	43.8%	2.5%	0.2%		
Paraguay			0.0%			100.0%				
Perú	34.9%	0.1%	1.3%		3.4%	57.7%	1.5%	1.1%		
Trinidad y Tobago	99.6%	0.0%	0.4%				0.1%			
Uruguay			2.7%		41.5%	30.9%	3.5%	21.3%		
Venezuela	25.0%		16.6%		0.1%	58.3%	0.0%			
Total	28.8%	4.3%	5.9%	2.3%	6.6%	44.3%	2.3%	4.7%	0.4%	0.4%

Se observa que, a nivel regional, la principal fuente de generación eléctrica en ALC es la hidroeléctrica seguida del gas natural, con una participación de 44.3 y 28.8% en la generación total, respectivamente. El resto de las fuentes se distribuye de la siguiente manera: 6.6% energía eólica, 5.9% petróleo, 4.3% carbón, 4.7% los biocombustibles y 2.3% la energía nuclear. La fuente menos usada es la geotermia con tan solo un 0.4%. Como puede notarse, si se deja al margen la energía hidroeléctrica, las energías renovables representan un escaso 13.6% del total, lo cual indica que el espacio para el desarrollo y penetración de estas tecnologías limpias es muy amplio.

Para continuar con el análisis y con base en la descripción anterior, de nueva cuenta dividimos a los países estudiados en tres grupos: i) países cuya generación eléctrica proviene mayoritariamente de fuentes renovables; ii) del gas natural; y iii) del petróleo y el carbón.

i. Países cuya generación eléctrica proviene mayoritariamente de fuentes renovables

La primera lectura que se debe hacer es que la fuente renovable limpia por excelencia en ALC es la energía hidroeléctrica, justamente esto se explica por la abundancia de recursos hidrológicos en gran parte del territorio. Así se tiene el caso paradigmático de Paraguay donde prácticamente el 100% de su generación eléctrica es en base a recursos hidroeléctricos. De forma similar, Ecuador, Colombia, Costa Rica y Brasil tienen arriba del 60% de su generación eléctrica en base a la energía hidroeléctrica.

Comenzando por el caso de Brasil, cuyo peso específico es fundamental para la economía a nivel regional, se destaca el hecho de que su generación eléctrica en un 85% proviene de fuentes renovables limpias (hidroelectricidad aporta el 64%) y sólo un 13% proviene de combustibles fósiles convencionales. El restante 2% lo aporta la energía nuclear. En la misma línea se encuentra Costa Rica, la cual produce el 82% de su electricidad con tecnología hidroeléctrica, siguiéndole la producción eólica con un 15.6% –es decir, que en conjunto estas dos fuentes renovables aportan casi el 98% de la generación total del país.

Si bien Ecuador podría considerarse un país petrolero, en el caso de la generación eléctrica éste es su segunda fuente de energía eléctrica (aproximadamente 16%), mientras que la hidroelectricidad aporta el 78%. El gas natural es la tercera fuente de producción de electricidad con el 3.8%. También Colombia tiene una alta dependencia de la fuente hidroeléctrica la cual aporta más del 69% de la generación. Le siguen el gas natural con 14% y carbón con 12%. El petróleo solamente cuenta con un 3.5% de la producción. Todas las demás fuentes cuentan con el 1.4% de la generación.

Otro caso paradigmático es el de Uruguay, país que posee un 97% de su generación eléctrica proveniente de fuentes renovables. Sin embargo, no es la generación hidroeléctrica la principal fuente (31%) sino la eólica que aporta el 42% del total de electricidad generada. Le siguen en tercer lugar los biocombustibles con el 21% y la fotovoltaica con el 4%. Se destaca que sólo el 3% restante proviene de fuentes contaminantes, en este caso el petróleo.

ii. Países cuya generación eléctrica proviene mayoritariamente de gas natural

Como segundo grupo de países se tiene aquellos cuya principal fuente es el gas natural. Podría decirse, que constituyen un grupo intermedio en materia de contaminación del aire en lo concerniente a la generación eléctrica. Comencemos por Trinidad y Tobago donde más del 99% de su generación se realiza quemando gas natural (el resto es petróleo y energía fotovoltaica). México, Argentina y Bolivia, por su parte, tienen una matriz energética más diversificada pero todavía son muy dependientes del gas natural y las fuentes fósiles convencionales en general. En el caso de México, éste produce más del 63% de su electricidad mediante gas natural, 10% con petróleo y poco menos del 3% con carbón. En conjunto estas fuentes no renovables producen el 76% del total. Dentro de las energías que podrían considerarse limpias, la más importante es la hidroeléctrica que aporta alrededor del 8% del total, le siguen la eólica con poco menos del 6%, la solar con casi el 4%, la nuclear con 3% y finalmente los biocombustibles y la geotermia aportan alrededor del 2%.

En el caso de Argentina, el 67% de la generación eléctrica proviene de fuentes fósiles. El combustible que domina la matriz de este país es el gas natural con 61%, luego 5% es en base a petróleo y 1% carboeléctrica. En cuanto a las fuentes renovables, el 17% de la generación

está compuesta por hidroelectricidad, 6% energía eólica y 3% fotovoltaica y biocombustibles. Por su parte, en Bolivia el 65% proviene de fuentes convencionales (gas natural) y 35% renovables (hidroelectricidad).

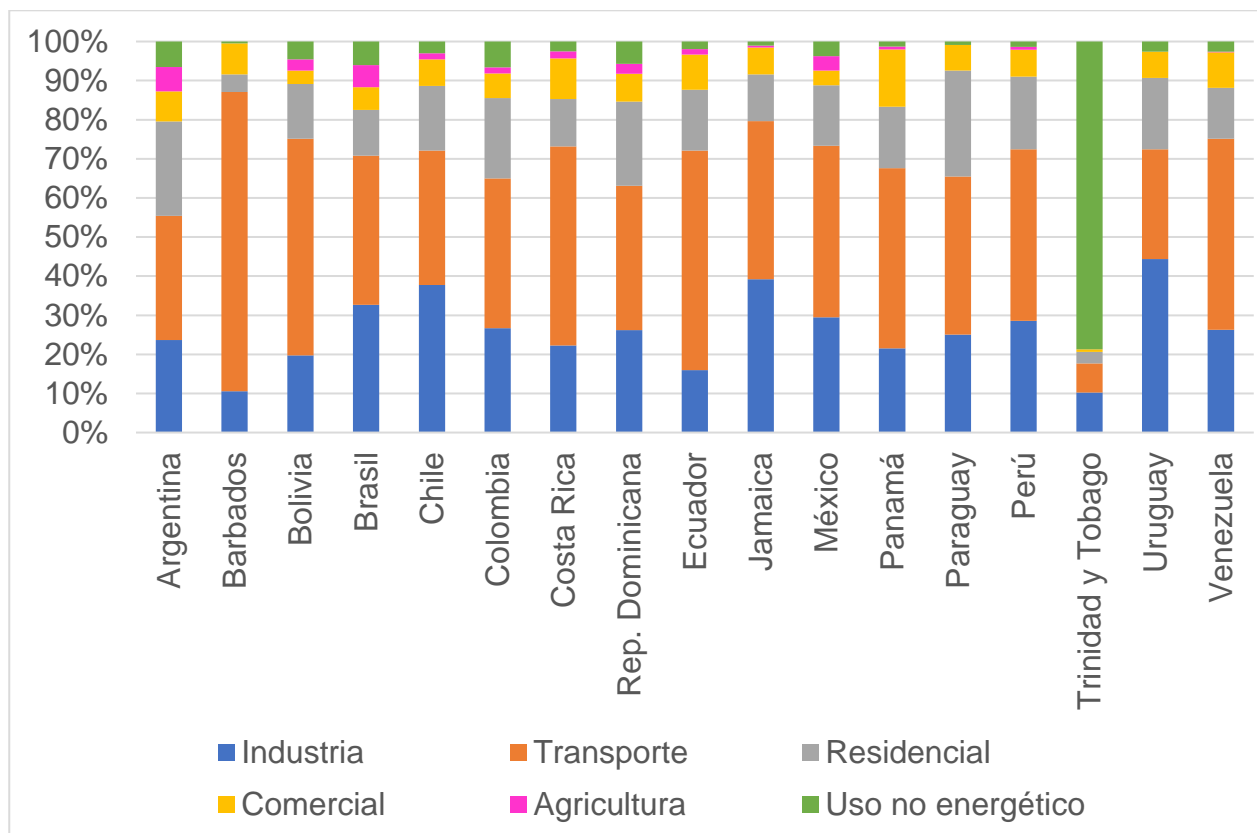
iii. Países cuya generación eléctrica proviene mayoritariamente de petróleo y carbón

En este último grupo de países que dependen de energías más contaminantes para la producción de electricidad, se destaca el caso de República Dominicana cuya generación se realiza en un 90% con fuentes fósiles convencionales (52% a base de petróleo, 26% gas y 13% con carbón). El restante 10% de generación eléctrica es en base a fuentes renovables, principalmente hidroeléctrica la cual aporta casi 5%, le siguen la energía eólica con poco menos del 3%, la solar y la geotermia con el restante 2%. De manera similar, Jamaica depende de fuentes fósiles en casi 89%. El petróleo aporta un 68% de la generación eléctrica del país y el gas natural el 21%. Entre las energías renovables la eólica es la más importante, con poco más del 6% y le sigue la hidroeléctrica con alrededor del 3.5%. Finalmente, en el caso de Chile su generación está compuesta por 53% por fuentes convencionales y 47% por fuentes renovables. Se destaca que el 31% de la generación se lleva a cabo en plantas que queman carbón, 18% a partir de gas natural y 4% a partir de petróleo. Las fuentes renovables, por su parte, están compuestas en un 25% de hidroelectricidad, 9% fotovoltaica, 7% eólica y 5% biocombustibles.

2.4.4. Consumo sectorial de energía

Por el lado de la demanda de energía, resulta interesante ver el peso que tiene cada sector económico en el consumo. La Figura 7 enseña la participación sectorial en el consumo final de energía para los países de ALC en el año 2018.

Figura 7. Participación sectorial en el consumo final de energía, año 2018.



Fuente: Agencia Internacional de Energía (IEA), United Nations Statistics Division.

Si bien existen particularidades en cada país, queda claro que el sector transporte es el principal consumidor de energía final de la región (38%), seguido de la industria (29%) y luego los

hogares (16%). Más rezagados quedan el sector agropecuario, pesca y minería (6%), el sector comercial (5%), el uso no energético (5%), y el resto de los sectores (1%).

A los fines de pensar en una eventual transición energética, es importante desglosar el consumo final de energía contemplando tanto las fuentes primarias como las secundarias para cada sector económico, tal y como se presenta en la Tabla 6. Así, vemos que los combustibles fósiles (petróleo, gas y carbón, más los combustibles refinados derivados de éstos) representan arriba del 99% del consumo final de energía del sector transporte. En el caso de la industria, la ponderación está más repartida y los combustibles fósiles explican un 48% del consumo energético mientras que la electricidad (considerando todas las posibles fuentes) representa un 24%. En el caso de los hogares, tanto los combustibles fósiles, como la electricidad y las otras fuentes primarias y secundarias de energía se llevan aproximadamente un tercio cada una.

**Tabla 6. Consumo de energía primaria y secundaria en ALC a nivel de sector económico.
(Año: 2018. Unidad de medida: TJ)**

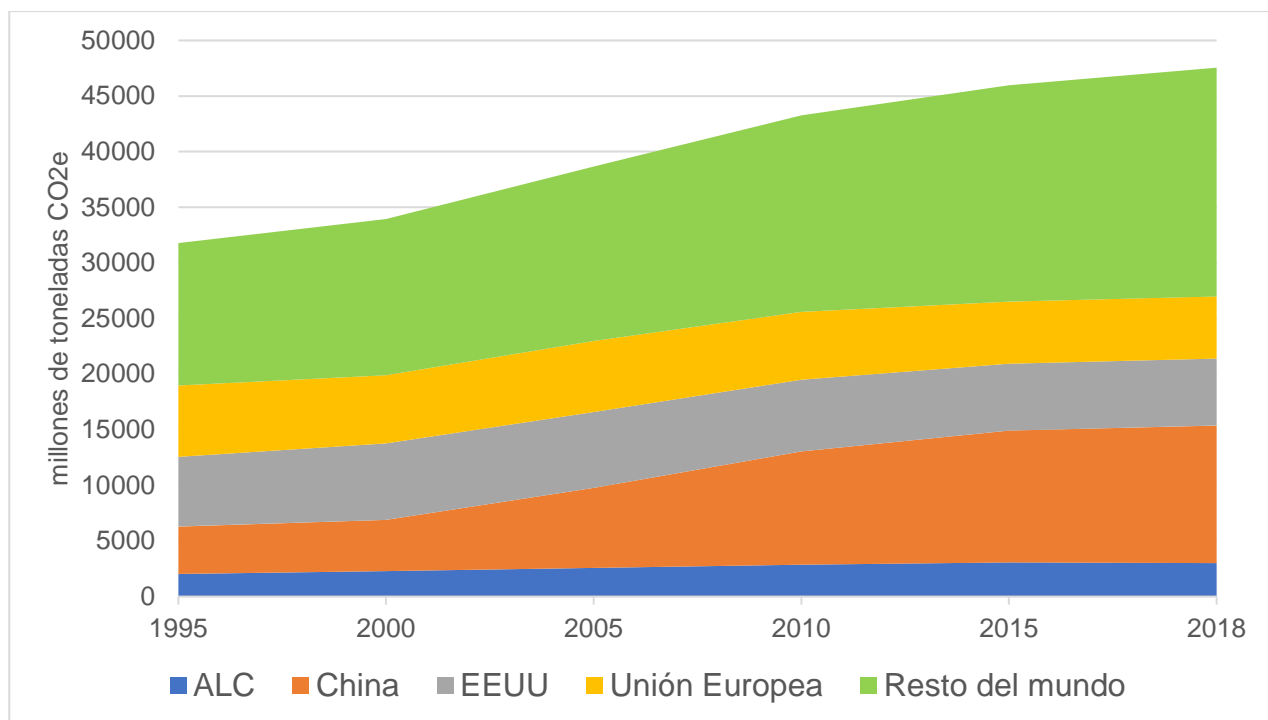
Energético	Sector Económico						Consumo energético	Consumo No-energético	CONSUMO TOTAL
	Transporte	Industrial	Residencial	Comercial	Agro, pesca y minería	Construcción y otros			
Petróleo	225	8,361		65		74	8,725		8,725
Gas natural	245,215	1,912,531	505,021	97,590	41,077	1,954	2,803,388	307,374	3,110,761
Carbón mineral		474,978	2,712	0	14,256		491,946	130	492,075
Leña		469,364	1,367,868	27,676	130,680	2,205	1,997,792		1,997,792
Caña azúcar y derivados		803,976					803,976	53,153	857,129
Otras primarias		420,013	14,339	5,787	6,565	338	447,042		447,042
Total primarias	245,440	4,089,222	1,889,939	131,119	192,578	4,571	6,552,868	360,656	6,913,524
Electricidad	19,415	1,862,713	1,366,894	1,030,951	404,727	70,534	4,755,234		4,755,234
Gas licuado de petróleo	110,945	223,835	838,333	141,206	19,061	8,603	1,341,983	2,800	1,344,783
Gasolina/alcohol	4,968,382	8,986	5,586	4,075	8,268	40,125	5,035,422	294,671	5,330,092
Kerosene/jet fuel	646,681	9,292	13,602	1,329	1,820	1,519	674,242	171	674,413
Diésel oil	3,863,614	347,380	304	55,844	754,337	64,158	5,085,636	8	5,085,644
Fuel oil	158,644	171,099	391	10,696	46,173	10,970	397,973	303	398,276
Coque		550,778			1,945		552,722	14,193	566,915
Carbón vegetal	3	140,942	78,142	13,416	1,142	835	234,480		234,480
Gases		60,053	2,095	21	0		62,170	6,775	68,944
Otras secundarias	18	255,233			15,157		270,408	22,793	293,200
Total secundarias	9,767,701	3,630,312	2,305,346	1,257,538	1,252,629	196,743	18,410,270	913,539	19,323,809
TOTAL	10,013,141	7,719,534	4,195,285	1,388,657	1,445,208	201,314	24,963,138	1,274,195	26,237,333

Fuente: Elaboración propia con base a datos recopilados y organizados por la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).

2.4.5. Emisiones de Gases de Efecto Invernadero vinculadas al sector energético.

En esta sección se presenta un análisis del impacto ambiental que tiene el uso de energía en las economías de ALC. En particular, nos enfocamos en las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) provocados por el consumo de energía a nivel agregado en los diferentes sectores económicos (básicamente consumo de los usuarios finales de energía en los sectores residenciales, comercio y servicios, transporte, industria, agrícola, y administración pública). Consideramos las emisiones de dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), ozono (O₃) y también de clorofluorocarburos (CFC). Para simplificar el análisis, se toma como unidad de medida las toneladas de dióxido de carbono equivalentes (CO₂e). Sin embargo, no se consideran las emisiones de contaminantes “locales” que son usualmente asociadas a externalidades negativas a nivel local como, por ejemplo, los precursores de la lluvia ácida como el material particulado, el dióxido de azufre, entre otros agentes contaminantes que están presentes en la quema de combustibles fósiles. Tampoco se considera el uso del agua en el proceso de generación de energía. La Tabla 7 y la Figura 8 enseñan las emisiones de GEI a lo largo de los años para los países de ALC analizados, poniéndolos en perspectiva con el resto del mundo. Sin pérdida de generalidad, se parte del año 1995 hasta el año 2018 (último año para el cual se tienen datos completos para cada uno de los países). Lo primero que se destaca es que las emisiones de la región de ALC se incrementaron un 48% entre 1995 y 2018, en línea con lo que ha ocurrido a nivel global (50%). Esto contrasta con lo que ha pasado en China, donde crecieron 190% mientras que en Europa y en Estados Unidos disminuyeron 13% y 4%, respectivamente, en el mismo periodo. A su vez, las emisiones totales de ALC representan en promedio sólo el 6% del total mundial.

Figura 8. Emisiones totales de GEI en millones de toneladas CO₂e



Nota: las emisiones de GEI excluyen aquellas provocadas por el cambio de uso de la tierra y la silvicultura y están medidas en millones de toneladas equivalentes de dióxido de carbono. Incluyen además la suma de todas las fuentes antropogénicas de CH₄, fuentes de N₂O y gases fluorados (HFC, PFC y SF₆). Fuente: Hannah Ritchie, Max Roser and Pablo Rosado (2020).

Mirando a detalle la Tabla 8, se observa en primera instancia que las emisiones de GEI están en correspondencia con el tamaño relativo de las economías en cuestión y, en concreto, con el tamaño de los correspondientes sectores energéticos. Así se destacan las emisiones de Brasil,

México, Argentina, Venezuela y Colombia. En segundo lugar, se refleja el hecho de que algunos países tienen mayor (menor) participación de energías renovables limpias (por ej., hidroelectricidad, fotovoltaica, eólica, etc.) lo cual se refleja en que el cociente entre producto y emisiones no es constante entre los países.⁸ En tercer lugar, las emisiones totales de GEI en la mayoría de los países de ALC continúan incrementándose de manera significativa y sostenida. Este hecho contrasta con lo que viene ocurriendo en la mayoría de las economías desarrolladas como, por ejemplo, Estados Unidos, Europa, Japón o Australia, donde se está mucho más próximo a un punto máximo de emisiones de GEI.

Cuando observamos los incrementos que han ocurrido en las emisiones de GEI entre 1995 y 2018, los casos de Bolivia, Chile y República Dominicana son ejemplificadores, mostrando incrementos en términos porcentuales de 94%, 91% y 81%, respectivamente. Otros países como Trinidad y Tobago, Paraguay y Brasil han tenido incrementos algo más moderados (60%, 59% y 52%, respectivamente). El resto de los países de ALC ha tenido incrementos inferiores al 50% en dicho periodo, siendo Uruguay el país que ha tenido el menor cambio porcentual (11%), esto gracias al mantenimiento y la evolución de su matriz energética que está mayoritariamente basada en recursos hídricos y biocombustibles.

Sin embargo, las emisiones totales de cada país podrían darnos un panorama un tanto sesgado sobre la contribución de cada país al calentamiento global y el consecuente cambio climático. Una alternativa que nos facilita el análisis es mirar las emisiones per cápita tal y como se ilustra en la Tabla 9. En este caso, ALC presentó un nivel de emisiones per cápita de 5.30 ton CO₂e, el cual está por debajo del promedio mundial, 6.24 en el año 2018. Estos números contrastan con el de economías relativamente más industrializadas, como es el caso de EE.UU. con 18.42 ton CO₂e, China con 8.65 ton CO₂e y Europa con 7.49 ton CO₂e, para el mismo año 2018.

⁸ Por ejemplo, Brasil y Colombia tienen mayor participación de generación hidroeléctrica que Argentina y México que dependen en mucho mayor medida del gas natural.

Tabla 7. Emisiones de GEI por país y por año en millones de toneladas de CO2e.

País	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018
Argentina	260.6	284.6	315.6	334.6	362.6	366.4	367.3	365.7
Barbados	3.4	3.6	3.8	4.0	3.8	3.8	3.7	3.8
Bolivia	29.3	30.5	38.6	47.7	53.4	55.8	56.3	56.9
Brasil	677.7	765.6	888.9	986.4	1,082.7	1,051.7	1,064.9	1,032.6
Chile	57.5	71.5	76.8	93.2	104.0	108.2	109.4	109.6
Colombia	138.9	139.7	147.8	164.4	177.0	180.9	177.5	184.1
Costa Rica	10.2	10.7	12.0	13.6	14.6	15.5	15.7	15.8
Rep. Dominicana	21.6	27.5	28.9	33.0	36.5	37.8	37.0	39.1
Ecuador	41.4	42.4	51.8	61.8	66.4	65.0	64.1	65.7
Jamaica	10.4	11.8	12.3	8.9	8.8	9.2	8.7	10.0
México	440.1	531.7	586.3	650.2	670.1	682.9	678.1	679.9
Panamá	10.1	10.2	12.9	15.9	18.1	18.3	17.9	18.0
Paraguay	30.9	30.9	33.9	40.7	47.3	48.1	50.5	49.2
Perú	52.1	62.3	67.8	84.7	94.9	98.0	96.0	96.3
Trinidad y Tobago	14.3	16.0	21.7	25.6	25.6	22.8	23.1	22.9
Uruguay	32.6	32.3	35.2	36.0	36.7	37.1	36.1	36.2
Venezuela	203.4	228.0	248.5	260.5	271.0	257.6	243.6	233.9
Países de ALC incluidos	2,034.3	2,299.2	2,582.7	2,860.9	3,073.4	3,059.1	3,049.9	3,019.5
China	4,266.8	4,597.4	7,194.5	10,203.8	11,859.3	11,857.2	12,058.0	12,355.2
Estados Unidos	6,260.7	6,861.2	6,801.8	6,442.6	6,003.7	5,907.3	5,842.8	6,023.6
Europa	6,415.2	6,149.0	6,410.3	6,098.5	5,594.4	5,590.3	5,620.3	5,593.1
Mundo	31,788.3	33,936.8	38,668.7	43,268.4	45,974	46,146.4	46,770.4	47,552.1

Nota: las emisiones totales de gases de efecto invernadero excluyen aquellas provocadas por el cambio de uso de la tierra y la silvicultura y están medidas en millones de toneladas equivalentes de dióxido de carbono. Incluyen además la suma de todas las fuentes antropogénicas de CH₄, fuentes de N₂O y gases fluorados (HFC, PFC y SF₆).

Fuente: Ritchie et al. (2020).

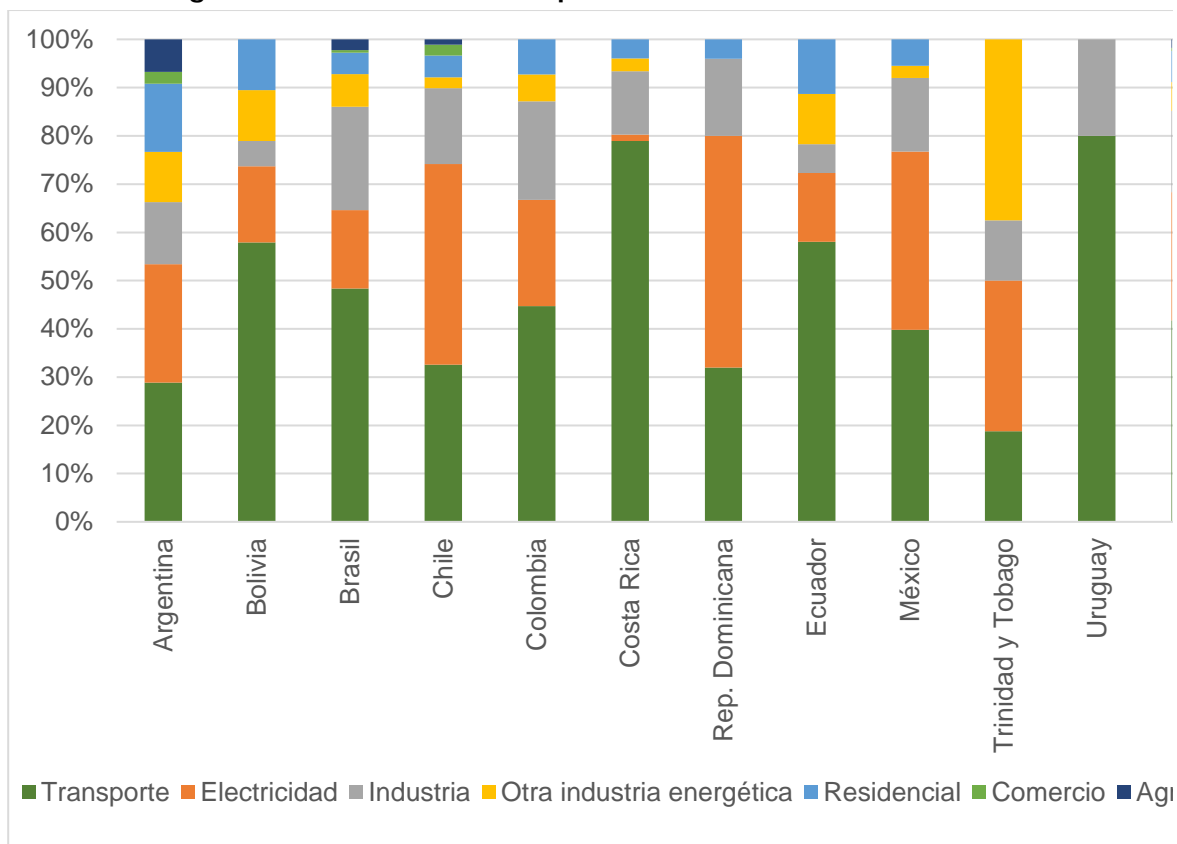
Tabla 8. Emisiones de CO2e per cápita (en toneladas por habitante)

País	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018
Argentina	7.48	7.72	8.11	8.18	8.42	8.42	8.36	8.24
Barbados	12.67	13.26	13.64	14.18	13.21	13.37	13.00	13.22
Bolivia	3.84	3.63	4.18	4.75	4.91	5.06	5.03	5.01
Brasil	4.18	4.38	4.78	5.04	5.30	5.10	5.12	4.93
Chile	4.00	4.66	4.75	5.46	5.79	5.94	5.92	5.85
Colombia	3.81	3.53	3.47	3.63	3.72	3.76	3.63	3.71
Costa Rica	2.89	2.70	2.79	2.96	3.02	3.17	3.17	3.16
Rep. Dominicana	2.76	3.25	3.17	3.41	3.55	3.63	3.52	3.68
Ecuador	3.62	3.34	3.75	4.12	4.10	3.94	3.82	3.84
Jamaica	4.09	4.44	4.48	3.15	3.04	3.18	2.98	3.41
México	4.80	5.38	5.53	5.70	5.50	5.54	5.44	5.39
Panamá	3.68	3.38	3.88	4.36	4.56	4.53	4.36	4.31
Paraguay	6.47	5.80	5.82	6.51	7.07	7.09	7.36	7.07
Perú	2.14	2.36	2.43	2.92	3.11	3.17	3.05	3.01
Trinidad y Tobago	11.39	12.60	16.73	19.25	18.68	16.58	16.67	16.48
Uruguay	10.12	9.72	10.61	10.72	10.74	10.82	10.51	10.48
Venezuela	9.27	9.42	9.40	9.16	9.01	8.63	8.28	8.10
Países de ALC considerados	4.73	4.89	5.17	5.40	5.49	5.46	5.35	5.30
China	3.44	3.56	5.41	7.46	8.43	8.39	8.49	8.65
Estados Unidos	23.61	24.36	23.06	20.85	18.71	18.29	17.97	18.42
Europa	8.82	8.47	8.78	8.27	7.52	7.50	7.53	7.49
Mundo	5.54	5.53	5.91	6.22	6.23	6.18	6.20	6.24

Nota: las emisiones per cápita de GEI excluyen aquellas provocadas por el cambio de uso de la tierra y la silvicultura y están medidas en millones de toneladas equivalentes de CO2 por habitante. Incluyen además la suma de todas las fuentes antropogénicas de CH4, fuentes de N2O y gases fluorados (HFC, PFC y SF6). Fuente: Ritchie et al (2020).

Resulta también interesante revisar las emisiones de GEI por sectores de actividad económica, tal y como se presenta en la Figura 9. El transporte es el sector con mayores emisiones con alrededor del 41% del total, seguido de la electricidad con poco menos del 27% y la industria con alrededor del 17%.

Figura 9. Emisiones de CO2e por sector económico. Año 2019.



Fuente: International Energy Agency (IEA)

Los países con mayor peso relativo del sector transporte son aquellos con necesidades crecientes de transporte, en parte como consecuencia de mayores concentraciones de población en sus ciudades. En ese sentido se destacan países como Brasil, México, Argentina y Colombia. Por otra parte, los países cuyo sector eléctrico emite una mayor cantidad de emisiones son los que aún dependen en mayor medida de fuentes fósiles convencionales para la producción eléctrica como es el caso de México y Argentina. Sin embargo, otros países que a priori poseen mayor diversidad en su matriz de generación eléctrica como Brasil y Chile continúan aportando un porcentaje elevado de las emisiones a través de dicho sector.

2.4.6. Rentas derivadas del sector energético.

En esta sección se lleva a cabo una aproximación a las rentas provenientes del sector energético de cada país, haciendo distinción por el tipo de recurso (petróleo, gas natural y carbón). Como puede observarse en la Tabla 9, en el año 2019, los países con mayores rentas de la explotación de estos recursos energéticos fueron Venezuela, Trinidad y Tobago, Ecuador, Colombia y Bolivia, tomando como referencia la participación correspondiente en el producto bruto interno de cada país.⁹

⁹ Sin embargo, de acuerdo con las Estadísticas Tributarias de América Latina proporcionadas por la OCDE (2022), como consecuencia de la crisis generada por la pandemia de Covid-19, los ingresos relacionados a la

Tabla 9. Rentas totales de recursos energéticos fósiles como porcentaje del PBI para el año 2019

País	Petróleo	Gas	Carbón	Total
Argentina	1.5%	0.3%	0.0%	1.8%
Barbados	0.3%	0.0%	0.0%	0.3%
Bolivia	2.0%	1.2%	0.0%	3.2%
Brasil	2.0%	0.0%	0.0%	2.0%
Chile	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Colombia	3.7%	0.1%	0.5%	4.3%
Costa Rica	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
República Dominicana	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Ecuador	6.7%	0.0%	0.0%	6.7%
Jamaica	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
México	1.8%	0.1%	0.0%	1.9%
Panamá	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Paraguay	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Perú	0.3%	0.2%	0.0%	0.5%
Trinidad y Tobago	3.3%	4.6%	0.0%	7.9%
Uruguay	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Venezuela	11.4%	0.3%	0.0%	11.7%

Fuente: Elaboración propia con datos del Banco Mundial.

En materia fiscal, de acuerdo con las Estadísticas Tributarias de América Latina proporcionadas por la OCDE (2022), como consecuencia de la crisis generada por la pandemia de Covid-19, los ingresos relacionados a la explotación y producción de hidrocarburos en ALC pasaron, en promedio, de 3.1% al 2.1% del PBI entre 2019 y 2020. La Tabla 10 presenta ciertos datos para un subgrupo de países de la región.

Tabla 10. Ingresos fiscales del gobierno general (tributarios y no tributarios) provenientes de la explotación y producción de petróleo y gas, porcentajes del PBI

País	2019	2020	variación %
Argentina	0.56%	0.44%	-0.12%
Bolivia	3.90%	3.80%	-0.10%
Brasil	1.90%	0.70%	-1.20%
Colombia	2.20%	1.20%	-1.00%
Ecuador	9.20%	5.80%	-3.40%
México	1.80%	0.90%	-0.90%
Perú	0.50%	0.40%	-0.10%
Trinidad y Tobago	7.40%	4.10%	-3.30%

explotación y producción de hidrocarburos en ALC pasaron, en promedio, de 3.1% al 2.1% del PBI entre 2019 y 2020.

Fuente: OCDE et al. (2022). Estadísticas tributarias en América Latina y el Caribe 2022, OECD Publishing, Paris.

En total, se calcula que los ingresos fiscales totales derivados de la exploración y producción de petróleo y gas para toda América Latina y el Caribe, sea de aproximadamente el 3.1% del PBI conjunto de la región.

2.4.7. Inversiones realizadas en el sector energético.

Resulta interesante revisar las inversiones en proyectos pertenecientes al sector energético. Utilizando datos del Banco Mundial, la Tabla 11 muestra la inversión en proyectos de energía con participación privada, lo cual se refiere a los compromisos de proyectos de infraestructura en energía (electricidad y gas natural: generación, transmisión y distribución). Se excluyen los bienes muebles y los pequeños proyectos como los molinos de viento. Los tipos de proyectos incluidos son contratos de administración y arrendamiento, operaciones y contratos de administración con grandes gastos de capital, proyectos totalmente nuevos (en los que una entidad privada o una empresa conjunta público-privada construye y opera una nueva instalación) y las desinversiones.¹⁰ Los compromisos de inversión son la suma de las inversiones en instalaciones y las inversiones en activos gubernamentales. Las inversiones en instalaciones son los recursos que la empresa del proyecto se compromete a invertir durante la vigencia del contrato, ya sea en nuevas instalaciones o en la ampliación y modernización de las existentes. Las inversiones en activos del gobierno son los recursos que la empresa del proyecto gasta en la adquisición de activos del gobierno, como empresas estatales, derechos para prestar servicios en un área específica o el uso de espectros de radio específicos.

Tabla 11. Inversión en energía con participación privada (millones USD corrientes)

País	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Argentina	120	0	1826	1,152	2060	160
Brasil	5,805	14,598	6,515	4,956	14,947	6,243
Colombia	59	2265	0	78	165	205
Costa Rica	143	46	0	0	0	0
Rep. Dominicana	205	0	125	166	78	0
Ecuador	0	111	111	0	0	0
Jamaica	210	0	390	64	0	0
México	2,887	3,587	6,614	3,598	2,717	4,212
Perú	1,731	324	719	311	54	100

Fuente: Banco Mundial.

2.4.8. Activos y recursos naturales varados en la región de ALC

De acuerdo con la *Carbon Tracker Initiative*¹¹ los activos varados son aquellos que pierden su retorno económico anticipadamente debido a la transición energética. Tras

¹⁰ Es importante destacar que estos datos si bien son algo informativos están bastante incompletos dado que varios países, como por ejemplo Uruguay o Chile, no están disponibles. Por otro lado, los proyectos con participación privada son proyectos con participación privada o mixta (pública-privada).

¹¹ <https://carbontracker.org/terms/stranded-assets/>

las acciones recomendadas de transición energética basadas en una agenda de energías renovables, incluyendo la electrificación de la industria y el transporte, se espera principalmente que los combustibles fósiles dejen de ser explotados, empezando por los más contaminantes como es el caso del carbón, seguido del petróleo y por último del gas natural. En el caso del carbón, y siendo éste un combustible relativamente secundario dentro de la matriz energética de los países de la región (con las excepciones de Chile, Colombia, Brasil y México en la generación eléctrica), ya se observa una caída en la producción. Así, a inicios de siglo la región producía más de 1100 millones de toneladas anuales de carbón mientras que hacia 2021 esta cifra se ubicó en sólo 648 millones de toneladas, es decir, una caída de 41% en tan solo dos décadas.¹² Si bien este desplazamiento puede explicarse por diversos factores de forma conjunta (como por ejemplo, el relativo agotamiento y encarecimiento de la extracción en algunas zonas, cambios en los precios relativos con respecto al gas natural, etc.), seguramente la transición energética constituye una de las principales razones. En el caso del petróleo y el gas natural aún no se observa este tipo de cambios tan significativos. Ello se explica en gran parte por sus bajos precios relativos en una parte significativa de lo que lleva transcurrido el siglo XXI, en particular si se compara con las energías renovables. Sin embargo, seguramente la transición energética llevará a que en las próximas décadas se revierta la tendencia hacia el decrecimiento de su producción, y finalmente a la baja extracción de las reservas probadas. La Tabla 12, a continuación, presenta justamente las reservas de petróleo, gas y carbón existentes en ALC, según los últimos datos disponibles.

Tabla 12. Reservas de hidrocarburos probadas

País	Petróleo (millones de barriles) Año 2021	Carbón (millones de m3) Año 2019	Gas Natural (millones de m3) Año 2021
Argentina	2,482	500	396,464
Barbados	2	0	113
Bolivia	240	1	302,990
Brasil	12,714	6,596	363,984
Chile	150	1,181	97,976
Colombia	2,036	4,554	87,782
Costa Rica	0	0	0
Rep. Dominicana	0	0	0
Ecuador	8,273	24	10,902
Jamaica	0	0	0
México	5,786	1,211	180,321
Panamá	0	0	0
Paraguay	0	0	0
Perú	858	102	300,158
Trinidad y Tobago	243	0	298,063
Uruguay	0	0	0
Venezuela	303,806	731	5,673,894

¹² BP statistics review 2022 <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>

Total	336,590	14,900	7,712,647
--------------	---------	--------	-----------

Fuente: Elaboración propia con base en datos del *The World factbook*, Agencia Central de Inteligencia (CIA).

En el caso del gas natural, la tendencia esperable para ALC sería permanecer un mayor tiempo, dado que se puede ver como una tecnología de respaldo en los procesos de integración masiva de energía renovable. Particularmente, en los casos de México y Argentina primero entraría en desuso el gas convencional, mientras que el *shale gas* permanecería un mayor tiempo por la misma razón expuesta anteriormente. La Tabla 13 enseña la disponibilidad de recursos no-convencionales que son técnicamente recuperables en la región.

Tabla 13. Recursos técnicamente recuperables de *shale gas* y *shale oil* (2015)

País	<i>Wet shale gas</i> (billones de pies cúbicos)	<i>Tight oil</i> (miles de millones de barriles)
Argentina	801.5	27
Bolivia	36.4	0.6
Brasil	244.9	5.3
Chile	48.5	2.3
Colombia	54.7	6.8
México	545.2	13.1
Paraguay	75.3	3.7
Uruguay	4.6	0.6
Venezuela	167.3	13.4

Nota: En cuanto a las reservas de shale gas, tres países se ubican en el top 10 mundial, Argentina (4), Venezuela (7) y México (8). En cuanto a las reservas de shale oil, tres países se ubican en el top 10 mundial, Argentina (2), México (6) y Brasil (10).

Fuente: Elaboración propia con base en datos de *Energy Information Administration* (EIA).

Así como los recursos se dejarían de explotar, también lo harían los activos usados para su exploración como las plataformas, o la infraestructura para su transporte y distribución como los ductos. Es muy importante resaltar que algunos estudios señalan que la infraestructura de ductos puede ser eventualmente reutilizada o adaptada para el transporte de energías renovables (e.g. Núñez, H. M., 2021). En particular, los ductos que hoy en día se usan para transportar gas, podrían también transportar biometano o hidrogeno verde. En el Anexo A se presenta un inventario detallado de los gasoductos y oleoductos que actualmente se encuentran en operación, aquellos que ya están en construcción y los que están planeados. En conjunto los gasoductos suman casi 60 mil kilómetros y capacidades superiores a 100 mil millones de metros cúbicos diarios. Mientras los oleoductos (o de sus derivados) suman casi 17 mil kilómetros de ductos y capacidades superiores a 4 millones de barriles de petróleo diarios.

Como objeto de estudio posterior a este documento sería deseable poder realizar la tarea de cuantificación de los activos varados en términos monetarios. Dicha tarea no sería sencilla puesto que ciertos activos no tienen valor de mercado, simplemente porque no hay valor de reventa de referencia o porque es difícil encontrarle una reutilización en actividades alternativas.

3. Políticas de mitigación y adaptación al cambio climático en los países de América Latina y el Caribe

Podría decirse que la transición energética es el camino hacia la transformación del sector energético y que tiene como objetivo abandonar, en la mayor proporción posible, el uso de energías fósiles para así poder alcanzar el escenario de emisiones netas iguales a cero a partir de la segunda mitad del siglo XXI. Es por eso por lo que, en el centro de la transición energética, está la necesidad de reducir las emisiones de GEI para limitar el impacto del cambio climático. Centrándonos en la descarbonización del sector energético, se requiere una acción urgente a escala mundial y, si bien está en marcha un proceso a escala global, se necesitan muchas más acciones para reducir las emisiones y mitigar los impactos negativos del cambio climático. Como resultado de las sucesivas reuniones multilaterales (con idas y venidas), se logró concretar el Acuerdo de París, el cual fue negociado por 196 naciones en la Conferencia de Cambio Climático de las Naciones Unidas de 2015, cubriendo aspectos tales como la mitigación, la adaptación y la financiación del cambio climático. El objetivo de largo plazo del Acuerdo Climático de París es alcanzar una temperatura global media que se ubique por debajo de un aumento de 2°C con respecto a los niveles preindustriales, y preferiblemente limitar el aumento a 1.5 °C. Se estima que para mantenerse por debajo de 1.5 °C de calentamiento global, las emisiones deben reducirse en aproximadamente un 50% hacia el año 2030.

El dato anterior surge del agregado de las Contribuciones Nacionalmente Determinadas (NDC por sus siglas en inglés) por cada país firmante del acuerdo. Es decir, por las propuestas libres de los países firmantes del acuerdo. Desde el punto de vista teórico, una opción superadora hubiese sido la aplicación de un impuesto al carbono a escala global, el cual requeriría de la coordinación internacional que podría lograrse a través de alguna entidad supranacional de control y aplicación. Sin embargo, aun los más fervientes defensores de esta alternativa reconocen su impracticabilidad, dadas las condiciones geopolíticas imperantes (ver, por ejemplo, Cramton et al., 2020).¹³ Es en ese contexto que los países de ALC, en cumplimiento con el Acuerdo de París, se han planteado de forma individual objetivos de reducción de emisiones de GEI.¹⁴ Como metas complementarias, e incluso pensándolas como meros instrumentos de política, varios países se han propuesto objetivos de penetración (también llamados estándares) de energía renovable que usualmente requieren que un porcentaje de la energía producida o consumida provenga de “fuentes renovables limpias”.¹⁵ Por lo general dicho porcentaje suele ser creciente con el transcurso de los años, implicando estándares de energía

¹³ Como bien señala Ritz (2022), los mercados de productos se caracterizan por la heterogeneidad de las empresas, el poder de mercado y los vaivenes del comercio internacional. Así la política óptima de un hipotético planificador social mundial es la segunda mejor. La idea principal es que los precios óptimos del carbono pueden ser muy asimétricos: cero en algunos países y superiores al costo social del carbono en países con una producción relativamente sucia. Este resultado se obtiene a pesar de que un precio global uniforme del carbono siempre tiene éxito en la reducción de las emisiones de los países. La política de competencia que mitiga el poder de mercado puede permitir una fuerte acción climática.

¹⁴ Huelga decir que el Acuerdo de París no se limita al sector energético, sino que abarca todas las actividades económicas, incluyendo la minería, la agricultura, la ganadería, el manejo de los suelos, la industria forestal, etc. En este documento nos ocupamos exclusivamente de la energía.

¹⁵ Aquí hay que hacer la aclaración de que la mayoría de los países de ALC circunscriben los estándares de energías limpias solamente al consumo (o generación) de electricidad. Si éste es el caso, aun cuando los estándares sean relativamente altos (por ej., 85% de la electricidad consumida), se estaría considerando un porcentaje relativamente bajo de la matriz energética total, el cual podría oscilar entre el 20% y el 50% dependiendo del país en cuestión.

limpia cada vez más exigentes. Asimismo, aunque con objetivos muchos más difusos, algunos países han establecidos programas complementarios como aquellos de eficiencia energética, leyes de generación distribuida y de interconexión forzosa a la red eléctrica, incentivos al desarrollo de biocombustibles, entre otras medidas, a través de las cuales se busca ayudar en la tarea de reducción de emisiones de GEI.

3.1. Las políticas actuales y su marco de implementación.

Como punto de partida en el análisis, en esta sección se hace un recuento de las políticas referidas a cambio climático. En particular aquellas que se comprometen a reducir las emisiones de GEI y aquellas relacionadas con estándares de penetración de energías renovables. La Tabla 14 presenta el detalle de los compromisos y metas de cada país analizado en este estudio.

Tabla 14. Metas de reducción de emisiones y estándares de energías renovables		
País	Emisiones	Cuota renovables y otras metas
Argentina	No emitir anualmente más de 349 MtCO ₂ e para el año 2030.	Ley 27.191: 18% para 2023 20% para 2025
Barbados	2025: Reducir un 25% (o 35% condicional a ayuda internacional) las emisiones frente al escenario Business as Usual (BAU). 2030: Reducir emisiones de GEI en todos los sectores económicos al nivel más cercano a cero posible. Reducir las emisiones en un 23% frente al año base 2008	Para el 2030 usar el 100% de energías verdes y libres de combustibles fósiles.
Bolivia	No existe meta explícita de reducción de emisiones.	Al 2030, 79% de la energía consumida provenga de centrales basadas en energías renovables.
Brasil	Reducción para el 2025 del 37% de los GEI que emitía en 2005. Reducción para el 2030 del 43% de los GEI que emitía en 2005.	Plan de 10 años para expansión de energía: 48% de participación renovable (36% excluyendo la energía hidroeléctrica) en el suministro total de energía primaria para 2029, y 81% de participación renovable (34% excluyendo la energía hidroeléctrica) en la generación total de electricidad para 2029.
Chile	Disminuir para el año 2030 entre 30% y 45% sus emisiones de CO ₂ por unidad de PIB respecto a los niveles de 2007.	40% de la matriz para 2030. 70% para 2050.
Colombia	Para el 2030 reducir un 51% de emisiones con respecto a un escenario BAU. (Es decir, un máximo de 169.44 MtCO ₂ e) Reducir en un 40% las emisiones de carbono negro frente al escenario base de 2014. No se incluye emisiones provenientes de incendios forestales. Esto implica un máximo de 9.195 toneladas de carbono negro para el 2030. Para el 2050 espera ser carbono neutral.	
Costa Rica	Para el 2030 reducir emisiones de carbono negro en sector transportes en un 20% con respecto a las emisiones del 2018 Para el 2030 el 100% de edificaciones se diseñarán y construirán con sistemas y tecnologías de bajas emisiones. Para el 2050 ser un país con emisiones netas cero.	Para el 2030 generar un 100% de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables. Para el 2030 adoptar modelos de economía circular en producción agroindustrial, de construcción y de servicios.

República Dominicana	27% de reducciones con base en el comportamiento de las emisiones proyectadas al 2030 (año base 2010).	Aumentar la contribución de las fuentes de energía renovables en la generación de electricidad al 25% para 2025.
Ecuador	Para el 2030 reducir entre 20% y 25% las emisiones frente a un escenario BAU. Comparado con el escenario Business as Usual 2025, reducción del 9% (o 11.9% con ayuda internacional) de emisiones provenientes de energía, agricultura, producos industriales y basura. Para el 2050 ser carbono neutral.	
Jamaica	Frente a un escenario BAU, en 2030 reducir en un 25.4% (o 28.5% con ayuda internacional) las emisiones de GEI. Es decir, una reducción de 1.8 a 2.0 MtCO _{2e} .	
México	Frente al año base 2013, para el 2030 reducir de manera no condicionada sus emisiones de GEI en un 22% y de carbono negro en un 51%, o de manera condicionada en un 36 y 76% respectivamente.	35% de la generación eléctrica en 2024, 37.7% en 2030 y 50% en 2050.
Panamá	Ser carbono neutral en 2050. En 2050 reducir emisiones del sector energía en al menos 24% y 11.5 en 2030 frente a un escenario BAU. Es decir, 60 MtCO _{2e} del 2022-2050 y 10 MtCO _{2e} en el periodo 2022-2030	15% de la capacidad instalada será ocupada por renovables en 2030
Paraguay	20% de reducciones con base en el comportamiento de las emisiones proyectadas al 2030 (año base 2000).	Plan Nacional de Desarrollo 2014-2030: Alcanzar el 60 % de energía renovable en el consumo total de energía para 2030. Para el mismo año, reducir en un 20 % la participación de los combustibles fósiles dentro de su consumo total de energía.
Perú	En 2030 las emisiones no exceden las 208.8 MtCO _{2e} . Si existe ayuda internacional, el límite puede alcanzar hasta las 179 MtCO _{2e} . Para el 2050 se espera ser carbono neutral.	
Trinidad y Tobago	27% de reducciones con base en el comportamiento de las emisiones proyectadas al 2030 en los sectores eléctrico, transporte e industria (año base 2013).	10% para 2021.
Uruguay	Reducir el 24% de la intensidad de sus emisiones de CO ₂ por unidad de PBI (con respecto a 1990). Reducir el 57% de la intensidad de sus emisiones de CH ₄ por unidad de PBI (con respecto a 1990). Reducir el 48% de la intensidad de sus emisiones de N ₂ O por unidad de PBI (con respecto a 1990).	
Venezuela	20% de reducción para el 2030 frente un escenario BAU.	

Fuente: Elaboración propia en base a las Contribuciones Nacionalmente Determinadas (última actualización o primer envío), y leyes y regulaciones de los países analizados.

Las metas anteriores implican la realización de adecuaciones y reformas en la estructura de los mercados energéticos. Así, las aspiraciones que van en sintonía de los objetivos globales de *net zero* se traducen muchas veces en metas concretas, como por ejemplo la dependencia completa de energías renovables planeada por Barbados, o la aplicación de instrumentos de política concretos como las subastas de largo plazo para el ingreso de energías renovables (principalmente solar y eólica) que se implementaron de forma exitosa en México entre los años 2015 y 2017 y que posteriormente fueron discontinuadas bajo la administración 2019-2024.

Si bien todavía es temprano para evaluar cómo el discurso y las metas adoptadas por los gobiernos de ALC se reflejan en las medidas y en los hechos concretos, resulta interesante ver los incipientes avances que ya existen en los distintos países. La Tabla 15 presenta el porcentaje del consumo total de energía que proviene de fuentes renovables. Como puede apreciarse, los datos de 2019 ubican a los países de ALC en un panorama donde las metas planteadas están bastante lejos de ser concretadas. Se requiere muchísimo más esfuerzo para encaminarse hacia los objetivos del 2050.

Tabla 15. Consumo final de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables como porcentaje del total

País	1990	2000	2010	2015	2016	2017	2018	2019
Argentina	8.9%	9.9%	8.8%	9.4%	9.4%	10.4%	10.5%	10.7%
Barbados	18.9%	14.3%	9.1%	3.2%	3.5%	5.1%	5.8%	4.3%
Bolivia	37.4%	29.7%	15.3%	8.0%	8.0%	7.3%	7.4%	8.7%
Brasil	49.9%	42.7%	46.8%	43.6%	45.5%	45.3%	47.0%	47.6%
Chile	34.0%	31.4%	27.0%	25.1%	24.6%	24.1%	25.5%	25.3%
Colombia	38.3%	28.0%	29.8%	31.6%	30.7%	32.5%	30.7%	30.7%
Costa Rica	45.4%	33.0%	40.4%	38.3%	36.8%	36.2%	35.7%	35.8%
República Dominicana	28.0%	19.1%	16.9%	14.8%	15.3%	16.8%	15.9%	13.9%
Ecuador	24.2%	19.4%	11.8%	13.1%	14.8%	17.1%	16.3%	17.7%
Jamaica	7.6%	9.4%	9.0%	12.1%	11.1%	11.0%	8.9%	9.1%
México	14.4%	12.2%	9.4%	9.2%	9.2%	10.0%	10.1%	10.3%
Panamá	43.6%	27.7%	20.7%	21.9%	22.1%	23.6%	24.4%	18.9%
Paraguay	78.5%	70.4%	63.6%	60.5%	62.4%	60.1%	59.2%	60.0%
Perú	39.4%	38.6%	32.2%	27.4%	27.2%	27.6%	27.9%	27.1%
Trinidad y Tobago	1.2%	0.8%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.5%	0.4%
Uruguay	44.8%	38.7%	53.3%	59.4%	60.3%	60.8%	60.9%	60.8%
Venezuela	12.0%	15.3%	13.8%	15.3%	14.5%	14.3%	14.6%	15.6%

Fuente: Elaboración propia con base en datos del Banco Mundial.

Al igual que el resto del mundo, casi todos los países de ALC utilizan las fuentes de energía renovable principalmente para la generación de energía eléctrica. Como excepción aparece el caso de Brasil, donde los biocombustibles tienen una mayor penetración en el *mix* de combustibles líquidos que se usan para transporte y, en menor medida, para la generación de calor de las industrias manufactureras. Entonces, como el consumo de electricidad dentro del *mix* total de consumo energético representa un porcentaje relativamente bajo del total de energía consumida (entre el 20% y el 40%), el total de penetración de renovables es todavía muy bajo. Sin pérdida de generalidad, tomemos como ejemplo el caso de Argentina, donde 25% de su generación eléctrica es renovable (Tabla 5) pero solo el 10% de su energía total consumida proviene de fuentes renovables (Tabla 15).

Por otro lado, enfocándonos en las metas de generación eléctrica mediante energías renovables, se tiene que las mismas están mayoritariamente pensadas en proyectos de generación renovable a gran escala. Es decir, proyectos realizados por empresas dedicadas a este negocio. Sin embargo, otra potencial contribución en materia de generación limpia puede provenir de proyectos particulares de generación distribuida. En ese contexto, la adopción de paneles fotovoltaicos por parte de usuarios residenciales

y comerciales puede ser de bastante ayuda. La Tabla 16 presenta el marco legal de la generación distribuida en ALC y la capacidad instalada existente en MW.

Tabla 16. Marco legal para la generación distribuida y capacidad instalada		
País	Ley/Regulación/Lineamientos	Capacidad instalada actual
Argentina	Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública, creado por Ley N° 27.424.	10 MW instalados al 2022.
Barbados	The Renewable Energy Rider (RER).	
Bolivia	Decreto Supremo No. 4477, que establece las condiciones generales para normar la actividad de Generación Distribuida.	2 MW instalados al 2022.
Brasil	Ley 14.300, que establece el marco legal para la Generación Distribuida.	10,600 MW instalados al 2022.
Chile	Ley 20.571, Ley de Generación Distribuida.	105 MW instalados al 2022.
Colombia	Ley 1715, que regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional.	40 MW instalados al 2022.
Costa Rica	Ley 10086, que regula la generación de energía distribuida en el país.	39 MW instalados al 2019.
República Dominicana	Reglamento Medición Neta. Reglamento Interconexión Generación Distribuida.	28 MW instalados al 2016.
Ecuador	Regulaciones ARCERNNR-001/2021 y ARCERNNR-002/2021.	26 MW instalados al 2017.
Jamaica	Lineamientos para la Adición de Capacidad de Generación al Sistema Público de Suministro de Energía Eléctrica, política regulatoria del sector eléctrico.	1.4 MW instalados al 2015.
México	Ley de la Industria Eléctrica, Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menor a 0.5 MW.	975 MW al 2022.
Panamá	Resolución AN No. 10299 – Elec de 10 de agosto de 2016. Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias. Estrategia Nacional de Generación Distribuida (ENGED).	50 MW al 2022.
Paraguay	Ley No. 3009/2016, Decreto No. 6092/16.	
Perú	Ley 28832, no hay reglamento de Generación Distribuida.	
Trinidad y Tobago	No hay ley o reglamento (todavía) que regule la Generación Distribuida.	
Uruguay	Reglamento de distribución de energía eléctrica.	21 MW al 2022.
Venezuela	No hay ley o reglamento (todavía) que regule la Generación Distribuida.	

Fuente: Elaboración propia con base en leyes, regulaciones y planes nacionales de los países analizados, además de reportes de prensa.

Como puede observarse, casi todos los países tienen leyes y reglamentaciones ya vigentes que permiten la generación limpia distribuida. Sin embargo, con las excepciones de Brasil y en menor medida México, la penetración de estas tecnologías es aún pequeña, existiendo mucho margen para la implementación de políticas públicas que favorezcan la adopción de tecnologías de generación limpia distribuida. Ocurre que en varios países de la región las leyes no están bien reglamentadas (por ej., Argentina) lo cual dificulta, en primera instancia, la decisión de adoptar paneles solares y, finalmente, el proceso de interconexión a la red.

Existe, sin embargo, una controversia desde hace años sobre cuál es el mejor camino para descarbonizar la red eléctrica. ¿Debemos centrarnos en la energía solar y eólica a escala de servicios públicos de bajo costo, o en cambio debemos desarrollar las políticas y la tecnología para permitir que la energía limpia distribuida también prospere? Si bien hay posturas tendientes a favorecer una u otra opción, en general el consenso apunta hacia que ambas opciones pueden convivir y traer múltiples beneficios a la red, a los usuarios y al bienestar general (Kennedy and Stock, 2021). A grandes rasgos y, en resumidas cuentas, los bajos costos de los grandes proyectos implican por otro lado grandes inversiones en infraestructura de transmisión e interconexión, aunque estas inversiones adicionales en infraestructura podrían eventualmente reducirse si, como se espera, la tecnología de almacenamiento de energía evoluciona favorablemente. Por otro lado, la energía distribuida (también acompañada con tecnología de acumulación) puede ayudar a reducir los picos de demanda y a su vez hacer menos vulnerable a las regiones de consumo en relación con las regiones de producción a gran escala. Más detalles de los pros y contras de la generación distribuida se analizan más adelante en este documento.

3.2. Precios de la energía a consumidor final y los subsidios.

Idealmente, el precio al consumidor final de la energía debería reflejar todos los costos de suministro, así como las externalidades negativas causadas por las emisiones de GEI y la contaminación local. Un ejercicio de cómputo de esa naturaleza está fuera del alcance de este estudio. Sin embargo, podemos sacar algunas conclusiones simplemente observando los precios promedio que pagan los consumidores.

Como vimos en la Sección 2.4.4, en ALC el transporte es el sector económico que más energía consume. A su vez, casi la totalidad de la energía que consume son combustibles fósiles que contaminan el medioambiente. Resulta entonces muy relevante revisar en primera instancia los precios de los combustibles líquidos y los impuestos al consumo ligados a ellos. La Tabla 17, a continuación, presenta los precios del diésel y de la gasolina y los impuestos al consumo vigentes para cada país estudiado en este documento.

Tabla 17. Precios promedio de gasolina y diésel en julio 2022 (USD por litro)			
País	Gasolina	Diésel	Impuesto al consumo
Argentina	1.005	0.950	Combinación de impuestos al consumo, entre ellos el "Impuesto sobre los combustibles líquidos" (redenominado "Impuesto al Carbono").
Barbados	2.335	2.018	"Fuel tax" (Impuesto a los Combustibles) 0.4 BBD/litro
Bolivia	0.543	0.540	"Impuesto especial a los hidrocarburos y sus derivados" (IEDH)
Brasil	1.206	1.398	"Impuesto sobre circulación de mercaderías y servicios de transporte" (ICMS)
Chile	1.268	1.029	"Impuestos específicos a los combustibles".
Colombia	0.561	0.551	"Impuesto nacional a la gasolina corriente" y "Sobretasa a la Gasolina Motor y al ACPM (diésel)"

Costa Rica	1.477	1.269	"Impuesto único a los combustibles"
República Dominicana	1.415	1.068	"Impuesto selectivo al consumo Ad Valorem" de 16%.
Ecuador	0.634	0.462	No cuenta con impuesto especial, solo se grava el Impuesto al Valor Agregado (IVA)
Jamaica	1.731	1.787	
México	1.141	1.123	"Impuesto Especial sobre Producción y Servicios" (IEPS) de 4.63% - 6.03%
Panamá	1.517	1.403	"Special Consumption Tax" (Impuesto especial al consumo)
Paraguay	1.452	1.279	"Impuesto selectivo al consumo" (ISC)
Perú	1.661	1.155	"Impuesto selectivo al consumo" (ISC)
Trinidad y Tobago	0.992	0.575	Existen diversas disposiciones a la producción de productos derivados del petróleo, no hay impuesto especial al consumo
Uruguay	2.007	1.612	"Impuesto específico interno" (IMESI) de 6.79% - 6.8%.
Venezuela	0.022	0.022	No existen impuestos especiales al consumo de combustibles

Fuente: Elaboración propia con datos de precios de cada país. Leyes de impuestos nacionales.

Es interesante observar que justamente son los países exportadores de combustibles aquellos que tienen los precios más bajos. Tal es el caso de Venezuela, Ecuador, Trinidad y Tobago, y Bolivia. En dichos países, la presencia de precios regulados (presumiblemente) muy por debajo de los precios de equilibrio de mercado se traduce en sustanciales subsidios al consumo. Según el Fondo Monetario Internacional (FMI), los subsidios a la energía representaron alrededor del 4.7% del PBI, en promedio, para los países de ALC durante el año 2021 (Parry, Black y Vernon, 2021). Si bien los subsidios energéticos podrían defenderse en ciertos casos desde una perspectiva distributiva y de lucha contra la pobreza, el hecho de que estén mal focalizados (esto es, con errores de inclusión y de exclusión muy severos) muchas veces implica un despilfarro de recursos. Además, al distorsionarse los precios que afronta el consumidor final, se produce un exceso de consumo, lo cual tiene consecuencias no solo en la eficiencia económica sino también en las emisiones de contaminantes locales y gases efecto invernadero (Di Bella et al., 2015; Parry, Heine, Lis y Li, 2014).

Una situación similar ocurre con las tarifas de electricidad en algunos países de la región (Tabla 18), especialmente en el segmento residencial y en algunas oportunidades en el sector agropecuario y de pequeños usuarios comerciales. Un ejemplo paradigmático es el caso de México, donde el 98% de los usuarios residenciales recibe, en promedio, un subsidio del 55% del costo del servicio (Hancevic, Núñez y Rosellón, 2022). En una situación similar se encuentra prácticamente la mitad de los hogares argentinos, quienes reciben cuantiosos subsidios en el consumo de gas natural y de electricidad. Situaciones como estas se repiten en la mayoría de los países de ALC. La prevalencia de subsidios cruzados (y muchas veces generalizados), con los respectivos ciclos de precios/tarifas que se separan de los costos marginales sostenibles de largo plazo ha sido bautizado como "populismo energético" en el trabajo seminal de Hancevic, Cont y Navajas (2016). Estas situaciones, además de ser un problema fiscal para los gobiernos, atentan contra el control de las emisiones de GEI, contra la adopción de generación distribuida, contra las inversiones en mejoras de eficiencia energética y reemplazo de equipos, entre otras cosas.

Tabla 18. Precio promedio de electricidad residencial, comercial e industrial (en dólares por MWh)

País	Residencial	Comercial	Industrial
Argentina	76.24	52.78	52.78

Barbados	271.85	295.75	243.70
Bolivia	80.37	112.92	65.16
Brasil	187.00	169.10	161.50
Chile	180.27	164.46	164.46
Colombia	146.25	131.90	101.88
Costa Rica	160.00	180.00	140.00
República Dominicana	131.61	196.01	166.46
Ecuador	38.17	87.28	70.46
Jamaica	298.60	248.00	214.62
México	84.00	160.00	160.00
Panamá	200.40	207.80	222.60
Paraguay	69.72	61.85	52.01
Perú	217.00	149.00	149.00
Trinidad y Tobago	52.00	53.00	53.00
Uruguay	135.54	221.40	138.29
Venezuela	243.00	285.00	285.00

Fuente: Banco Mundial.

Si bien la cuantificación de los subsidios energéticos para cada país de ALC está fuera del alcance de este trabajo, a continuación, se presenta en la Tabla 19 los resultados del trabajo elaborado por Parry, Black y Vernon (2021), quienes utilizando datos del FMI cuantificaron los subsidios totales para ciertos países, entre ellos Argentina, Brasil, México, Jamaica y Costa Rica. En el cómputo, se considera tanto los subsidios explícitos (por diferencia entre el precio que paga la demanda respecto al precio que recibe la oferta) más la parte implícita que además de lo anterior incorpora el costo social (principalmente, las externalidades negativas a causa de la contaminación del aire).

Tabla 19. Subsidios totales (explícitos e implícitos) por país			
País	Subsidios totales (miles de millones de USD)	Subsidios totales (% PBI)	Subsidios totales (USD per cápita)
Argentina	29	7.4	644
Australia	44	3.2	1,729
Brasil	43	2.9	203
Canadá	64	3.8	1,686
China	2,203	14.7	1,569
Alemania	72	1.9	863
Francia	30	1.1	457
India	247	9	179
Indonesia	127	11.8	470
Italia	41	2.1	676
Japón	170	3.3	1,348
México	40	3.7	315
Rusia	523	34.8	3,560
Arabia Saudita	158	22.1	4,548
Sudáfrica	51	16.4	848
Corea del Sur	69	4.2	1,332
Turquía	117	15.9	1,387
Reino Unido	24	0.9	352
EE. UU.	662	3.1	2,006

Jamaica	0	1.1	57
Costa Rica	2	2.8	342
Vietnam	32	9.2	327
Etiopía	2	1.6	16
Irán	153	23.6	1,815
Marruecos	6	5.3	170

Fuente: reproducido del artículo de Parry, Black y Vernon (2021), pág. 38, traducción propia.

De los países de ALC, sobresale el caso argentino y mexicano donde los subsidios representan un 7.4% (respectivamente, 3.7%) del PBI y 644 (315) dólares por habitante. China, Estados Unidos y Rusia son los países con mayores subsidios totales en términos absolutos, aunque éste último ostenta los mayores subsidios como porcentaje del PBI y también en términos per cápita.

Continuando con nuestro análisis de ALC, como complemento del uso de combustibles fósiles, existe cierto desarrollo a nivel regional de los biocombustibles que son utilizados como corte de las gasolinas y del diésel. La Tabla 20 presenta un recuento de las regulaciones del sector.

País	Ley/Regulación	Objetivo o mandato
Argentina	Ley 26.093	Para el 2010 el mezclado de combustibles debe contener un 5% de biocombustible.
	Ley 27.640	Todo combustible comercializado nafta deberá contener bioetanol de al menos 12% en volumen.
	Ley 26.334	Establece el Régimen de Promoción de la Producción de bioetanol para satisfacer necesidades de abastecimiento del país y generar excedentes para exportación.
Barbados	Barbados National Energy Policy	Establece como objetivo el uso de biocombustibles para reducción de emisiones. No hay regulación específica sobre la mezcla.
Bolivia	Ley 1098 del 11 de septiembre del 2018	Busca sustituir la importación de insumos y aditivos y diésel oil permitiendo todas las etapas de la cadena de valor de aditivos de origen vegetal. La mezcla permitida de gasolinas o diésel oil es de hasta un 25%.
Brasil	Lei 9.478 de 6 de agosto de 1997	Ley de política energética nacional. Establece los fundamentos para la emisión de la ley 13.576 sobre la política nacional de biocombustibles.
	Lei 13.576 de 26 de dezembro de 2017	Ley de política nacional de biocombustibles, establece las atribuciones para la regulación de estos. Permite al ejecutivo establecer estándares de porcentajes de biocombustibles.
	Diário Oficial da União 17/12/2021, Edição:273 Seção: 1 Página:10	10% obligatorio de biodiesel en gasóleo fósil.
Chile	Decreto 11/2008	Establece las especificaciones de calidad en las distintas etapas de la cadena de valor de bioetanol y biodiesel. El porcentaje es del 2-5% del volumen de la mezcla.
Colombia	Ley 693 de 2001 Reglamentada por el Decreto Nacional 3862 de 2005	Centros urbanos con más de 500 mil habitantes deberán contener componentes oxigenados. Deroga ley 83 de 1925. Establece que el Ministerio de Minas y Energía emita los porcentajes de mezclas.
	Ministerio de Minas y Energía. 2022	10% de etanol con gasolina. 10% de biodiésel con diésel.

Costa Rica	Ley 20641. Ley para avanzar en la eliminación del uso de combustibles fósiles en costa rica y declarar el territorio nacional libre de exploración y explotación de petróleo y gas.	Se establece que el ministerio de ambiente y energía (antes Ministerio de Industria Energía y Minas) reglamentará la ley.
	Decreto N° 40050-MINAE-MAG	Establece que Refinadora Costarricense del Petróleo A.C. Determinará la mezcla obligatoria.
	Refinadora Costarricense del Petróleo A.C.	Porcentaje de mezcla variable.
República Dominicana	Ley 57-07 sobre el incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales.	Establece el marco legal de los biocombustibles.
	Resolución MIC:163-CNE:522v	Permite hasta una mezcla B20 para biodiésel
Ecuador	Decreto Ejecutivo N° 1303	5% de biodiesel (B5), progresivo hasta el 10% (B10) sujeto a disponibilidad de insumos.
Jamaica	Jamaica National Biofuels Policy	10% de la mezcla, progresivo hasta el 20%
México	Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos	Establece el marco legal para la reglamentación del uso de biocombustibles.
	Acuerdo por el que la Secretaría de Energía aprueba y publica la actualización de la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios, en términos de la Ley de Transición Energética	Estrategia para promoción del uso de biocombustibles. Actualmente 5.8% de la mezcla, se prohíbe el uso de etanol en zonas metropolitanas del valle de México, Guadalajara y Monterrey.
	Lineamientos por los que se establecen las especificaciones de calidad y características para etanol anhidro (bioetanol), biodiésel y bioturbosina puros.	Establece cuáles son los requisitos de calidad para el uso de biocombustibles que se mezclen con combustibles fósiles.
	NOM-016-CRE-2016, Especificaciones de calidad de los petrolíferos.	Establece los requisitos de calidad de los productos derivados del petróleo.
Panamá	Ley 42 del 2011	Al menos 10% de la mezcla de gasolinas estará compuesta por bioetanol anhidro, se permite aumentar la mezcla con otros compuestos como el bioetanol hidratado.
Paraguay	Decreto n° 3,500/2020 por el cual se reglamenta la ley n° 6389/2019, «que establece el régimen de promoción para la elaboración sostenible y utilización obligatoria del biocombustible apto para la utilización en motores diésel».	5% de biocombustibles aptos para motores diésel
	Ley N° 2748	Gasolinas deberán mezclarse con etanol, de acuerdo con la reglamentación que determine el Ministerio de la Industria y el Comercio
Perú	Ley de Promoción del Mercado de Biocombustibles. Ley N° 28,054	Establece el marco legal para el uso de biocombustibles
	Decreto Supremo N° 013-2005-EM	7.8% de porcentaje de la mezcla.
Trinidad y Tobago	No hay regulación	
Uruguay	Ley N° 18.195 de agrocombustibles	5% de la mezcla en gasolinas 2% de biodiésel al gasoil
Venezuela	No hay regulación	

Fuente: Elaboración propia en base a leyes y regulaciones de cada país.

A nivel regional, los casos más exitosos en la materia son Brasil, que ostenta el segundo lugar como productor mundial de biocombustibles y el séptimo lugar como consumidor mundial de biocombustibles, luego le siguen Argentina, Colombia y Perú. Mucho más rezagados se encuentran Uruguay, Paraguay y México. El potencial de desarrollo de los biocombustibles en ALC es considerablemente grande, teniendo en cuenta la riqueza en materia agrícola que existe en la región. Se destacan los combustibles a base de caña de azúcar, de maíz, soja, entre otros.

Habiendo presentado la situación de los combustibles líquidos tradicionales, la electricidad y los biocombustibles en ALC, nos toca hacer un análisis de las posibles estrategias y políticas hacia el futuro, teniendo en mente las metas de transición energética regionales. A grandes rasgos, se trata de discutir qué sectores pueden (y deben) ganar mayor protagonismo en detrimento de otros, de las posibles barreras durante la transición y fundamentalmente de los *trade offs* entre objetivos de política económica.¹⁶

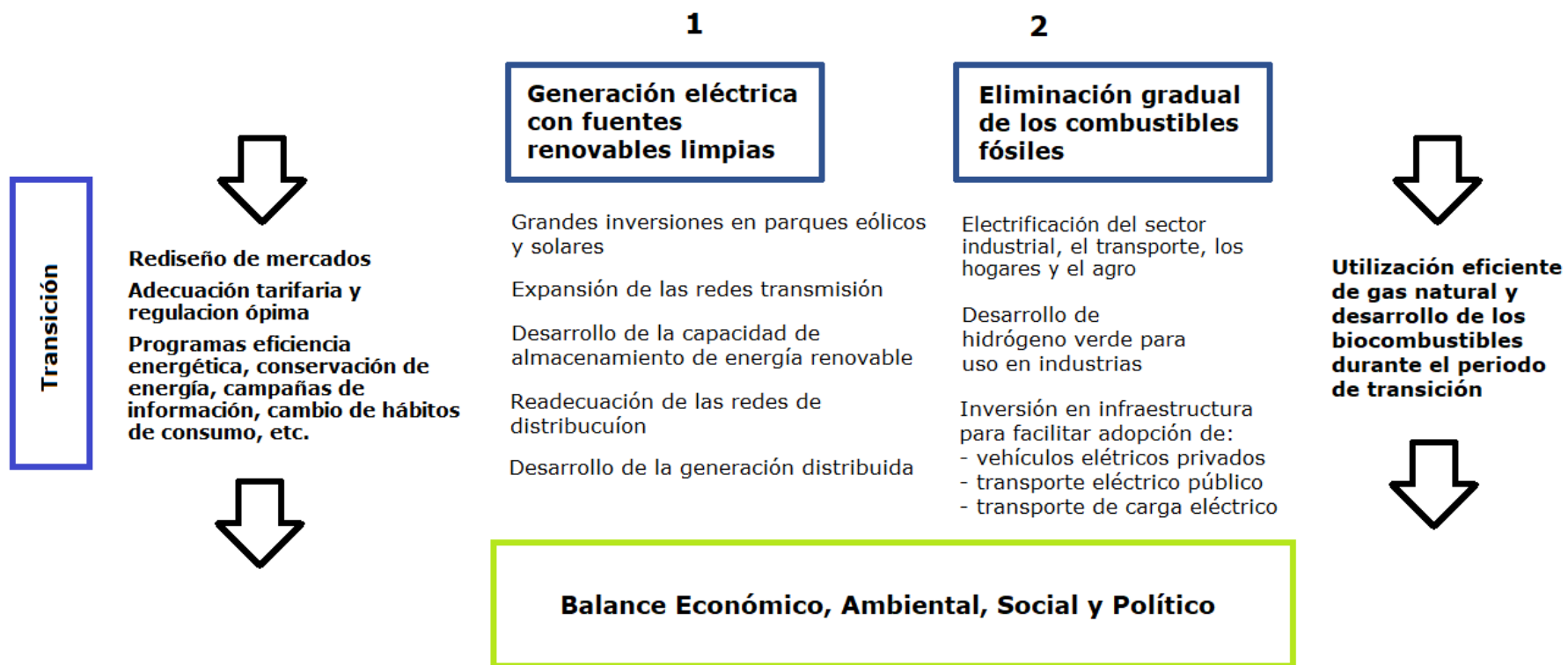
3.3. Discusión de políticas hacia el futuro

La descarbonización mundial que viene asociada a los acuerdos internacionales a los cuales han suscrito los países de ALC implica dos cambios fundamentales al status quo. Por un lado, se debe transitar hacia una electrificación masiva de todos los sectores económicos, comenzando por el transporte y la industria (que como vimos ocupan los lugares 1 y 2 en materia de consumo de combustibles fósiles), seguido de los hogares, el sector comercial y las actividades primarias. Por otro lado, la reducción a cero de las emisiones implica que la generación eléctrica que abastecerá a esa gigantesca demanda debe volverse limpia (casi) en su totalidad. Sin embargo, el cambio de un estado a otro no se dará de forma automática y requiere de políticas que deben ayudar durante la transición. Con base en todo lo visto hasta el momento, en esta sección se describen y se analizan las estrategias de política que entendemos son más adecuadas para las economías de la región. A su vez, se presentan las principales barreras tanto políticas como económicas que las medidas pueden llegar a enfrentar, así como posibles vías de solución.

Comenzamos entonces enumerando y analizando de forma concisa las diferentes medidas que consideramos relevantes. La Figura 10 resume la propuesta que se hace en este documento de forma esquemática. Como mencionamos más arriba, el eje de la estrategia hacia la descarbonización se centra en dos cosas. Por un lado, la electrificación de las actividades económicas y la eliminación del uso de combustibles fósiles y, por otro lado, la generación eléctrica mediante energías renovables limpias. En medio de esas dos cosas aparecen algunos escalones que se deben ir dando de forma gradual, así como políticas complementarias durante la transición energética.

¹⁶ Como se verá más adelante en la próxima sección, este reporte aboga por la eliminación paulatina de los combustibles fósiles dando lugar a la electrificación con generación renovable limpia. Sin embargo, el caso de los biocombustibles puede entenderse como una política de transición parcial mientras se reduce el uso de combustibles líquidos. Algo similar ocurre con el gas natural, que en algunos casos puede verse como alternativa durante la fase de transición hacia energías renovables limpias (para generación eléctrica, para consumo doméstico e industrial y también como combustible para vehículos).

Figura 10. Esquema de la transición energética para ALC



3.3.1. Generación eléctrica mediante fuentes de energía limpia.

En el planteo de descarbonización de este documento, el sector eléctrico es el eje principal de la transición energética. Por supuesto, todo depende de las posibilidades concretas que tiene cada país donde las condiciones geográficas y climáticas juegan un papel preponderante.¹⁷ La clave pasa por poder construir suficiente capacidad de generación de electricidad limpia y con ello cubrir la totalidad de la demanda eléctrica actual más aquella que se irá adicionando a medida que se electrifiquen sectores de la economía, en particular el transporte y la industria. Para que la capacidad de generación limpia sea efectiva, se requiere lograr mayor flexibilidad en el suministro por medio de infraestructura confiable. En ese sentido, resulta clave el poder lograr la ampliación de la red de transmisión y distribución eléctrica para satisfacer los picos de demanda y que se eviten sobresaltos desde el punto de vista de la fiabilidad energética.

Como beneficios principales se destaca que la electricidad limpia representa grandes ahorros para los consumidores dado que los precios de generación con energías renovables limpias son considerablemente más bajos que los provenientes de combustibles fósiles. La energía eólica y solar son ahora mismo las fuentes de energía eléctrica más baratas del mundo y la región de ALC tiene grandes ventajas comparativas dada la riqueza de recursos naturales que posee. Por otro lado, el costo de los acumuladores (baterías) está cayendo de forma sostenida y eventualmente serán una opción económicamente válida (IEA, 2021a), limitando en cierta medida la necesidad de realizar las grandes inversiones en el sector de transmisión que se mencionó más arriba.

Como opción complementaria a las inversiones en almacenamiento de energía limpia y la ampliación de la transmisión es la creación de “mercados de desbalances”, como es el caso del *Western Energy Imbalance Market (WEIM)* en el oeste de los Estados Unidos. Esta opción debe considerarse seriamente para un ámbito regional que incluya a varios de los países de la región. La idea central es tener una plataforma que equilibre las fluctuaciones de oferta y demanda, encontrando automáticamente la electricidad de menor costo para satisfacer el consumo en tiempo real. De esa forma se puede gestionar mejor la congestión en las líneas de transmisión, manteniendo la confiabilidad de la red y apoyando la integración de las energías renovables. Como tema que excede a este documento, solo mencionamos que para la implementación de los mercados de desbalances resulta indispensable estudiar las diferentes posibilidades para integrar distintas regiones (múltiples países) y de esa forma poder aprovechar las ventajas comparativas de cada región en términos de recursos naturales, planificar la infraestructura de transmisión eléctrica, entre otras cosas.

Además del establecimiento de metas gubernamentales para transitar hacia energías limpias, se requiere de mecanismos de mercado que faciliten la adopción de energías renovables. Por ejemplo, en México la administración anterior implementó el uso de Certificados de Energías Limpias (CEL) como un mecanismo (por parte de la Comisión Reguladora de Energía, CRE) que convalidaba las externalidades positivas por ahorro de emisiones y por tanto propiciaba la adopción de energía limpias. Algo similar ocurrió en la administración anterior en Argentina. Nótese que no estamos abogando por mecanismos de subsidios que generen distorsiones, por el contrario, se trata de que, primero, existan reglas claras para garantizar un contexto favorable a las inversiones y a la protección de la propiedad privada, y segundo, utilizar los “precios correctos” de

¹⁷ Ver por ej., Clarke et al. (2014), Audoly et al. (2018), Williams et al. (2012b), Rockström et al. (2017), Bataille et al. (2020), Tong et al. (2019), Williams et al. (2021), Davis et al. (2018), o Bataille et al. (2016).

mercado que incorporen las externalidades negativas del uso de combustibles fósiles. Más detalles vienen en las próximas subsecciones.

3.3.1.1. Apoyo a la generación limpia distribuida

Aunado a lo dicho en el punto anterior sobre generación renovable limpia está el tema de apoyar el desarrollo de la generación distribuida. Particularmente la proveniente de energía solar fotovoltaica puede representar una buena oportunidad para descentralizar el proceso de producción y de consumo de energía eléctrica. Nuevamente, se requiere de una planificación especial, en este caso de la línea de distribución para que el sistema sea fiable y no haya sobresaltos.

Entre los argumentos de por qué no se debería concentrar la energía limpia únicamente en desarrollo de parques solares y eólicos a gran escala (es decir, escala de servicios públicos), sino que también se debería impulsar la generación distribuida se destacan los siguientes. Primero, los emprendimientos de gran escala requieren grandes parcelas de tierra que pueden ser valiosas para otros usos, mientras que los sistemas distribuidos se pueden instalar en casi cualquier lugar, como techos de casas y edificios, estacionamientos, patios corporativos, etc. Segundo, actualmente las grandes granjas solares tienen que pasar por una gran cantidad de regulaciones y autorizaciones que demandan tiempos largos. Tercero, ha habido casos de demandas contra plantas eólicas, solares térmicas y fotovoltaicas por parte de grupos ambientalistas y de protección de vida silvestre. Cuarto, los sistemas solares distribuidos reducen la cantidad de energía perdida en la generación, transmisión a larga distancia y distribución. Quinto, la generación distribuida provee servicios auxiliares a la red como el control de voltaje, gestión del lado de la demanda para suavizar los picos en la carga en el sistema de servicios públicos y mejorar la calidad de la energía (por ej., las baterías pueden suavizar la salida variable de un sistema fotovoltaico). Sexto, los sistemas distribuidos tienen el potencial de suministrar electricidad durante los cortes de la red y los apagones resultantes de cualquier situación fuera de control. Séptimo, se descentraliza la red, protegiendo potencialmente a las personas en una región de otras áreas que están experimentando problemas, como apagones. Las tecnologías emergentes, incluidos los medidores inteligentes y los sistemas de almacenamiento de baterías a pequeña escala, mejorarán este valor. Octavo, hay evidencia de que los hogares están dispuestos a pagar por más energía renovable y mejor si es distribuida (Martínez y Núñez, 2021). Finalmente, aunque se trate de otro asunto totalmente diferente, la generación distribuida puede ser de gran ayuda al proporcionar un servicio confiable en zonas de difícil acceso a la red eléctrica pública, como por ejemplo las zonas rurales alejadas y sin acceso a la red pública.

Actualmente, el costo total de adopción de sistemas de generación distribuida solares fotovoltaicos oscila entre los \$1.40 y los \$1.65 dólares por watt de capacidad instalada. Ese valor es prácticamente la mitad del que regía hace apenas 15 años atrás, sumado a que la eficiencia de los paneles es casi dos veces mayor. Como se mencionó anteriormente, en algunos casos las leyes no están debidamente reglamentadas y existe desconocimiento por parte de los usuarios por lo tanto la adopción es demasiado lenta. Incluso en los países donde la reglamentación si es adecuada y el trámite de interconexión es relativamente ágil –por ej., México–, las tarifas eléctricas residenciales suelen estar altamente subsidiadas y desalientan la adopción (Hancevic et al., 2022).

3.3.1.2. Mejoras regulatorias y en la organización del mercado eléctrico

A continuación, se enumeran algunas medidas que, si bien apuntan a lograr mayor eficiencia del mercado eléctrico y por lo tanto bajar los costos y mejorar la calidad del servicio, contribuyen a la descarbonización de la economía. Se destacan las siguientes:

i. Desregulación del mercado eléctrico en los segmentos de generación y comercialización

Esto requiere permitir y, en su caso regular, la participación de compañías de capitales privados. Eso es así porque las posibilidades financieras y, fundamentalmente técnicas, del sector público en la totalidad de los países de ALC no son suficientes. Se ha encontrado además que en los países donde existe amplia participación de autogeneración se incentivan las energías limpias y renovables, como es el caso de Brasil, España, Alemania, entre otros. Si bien ha habido avances en varios países de la región, los vaivenes macroeconómicos y las idas y vueltas regulatorias (inseguridad jurídica mediante) han sido contraproducentes para lograr estos objetivos. En definitiva, con mayor competencia y con regulación adecuada en el sector de generación y en el segmento de *retail* es posible lograr beneficios por el lado de menores costos para los usuarios finales.

ii. Despacho económico basado en precios marginales óptimos

Independientemente de que la propiedad de los generadores sea estatal o privada, es indispensable que la oferta de electricidad se rija por el orden de despacho económico. Aunado a este punto, es deseable que exista un operador independiente del sistema eléctrico para que coordine, controle y monitoree la operatoria del mercado. El caso actual de México es el vivo ejemplo de cómo un sistema que a priori es perfectible pero que posee muchos aciertos puede llegar a desvirtuarse por completo (Hancevic, Núñez y Rosellón, 2022b). En dicho sistema se destaca la existencia de precios marginales locales (precios nodales) que incorporan de forma relativamente eficiente los costos marginales privados de generación, los costos de congestión y de transporte, así como las pérdidas técnicas. Sin embargo, el abandono del orden de despacho que impulsa el gobierno actual podría distorsionar y en definitiva volver ineficiente el mecanismo de precios.¹⁸ Las mejoras deberían venir en cambio por el lado de poder incorporar las externalidades negativas de las emisiones de GEI a los costos de generación eficientes (ver, por ejemplo, Borenstein y Bushnell, 2022).

iii. Reestructurar los mecanismos de precios para consumidores finales y que se tome en cuenta el momento en que se consume de la energía.

En este caso, el foco está en el lado de la demanda. Se debería hacer un esfuerzo por lograr que los consumidores reaccionen en tiempo real a las señales de precios. Para ello el primer paso requeriría la instalación de medidores inteligentes que permitan la fijación de precios en tiempo real. Si bien esto aún es algo que ni siquiera tiene una implementación avanzada en los países desarrollados, es sin dudas hacia donde se debe apuntar en los próximos años. La idea es poder emparejar la oferta con la demanda, y que esta última reaccione a las señales de precios (costos marginales sociales eficientes) en tiempo real. Por supuesto, que para ello se requiere también el poder brindar información a los usuarios para que logren comprender la dinámica de precios y puedan ajustar su consumo acorde a ésta.

3.3.2. Eliminación (gradual) del uso de combustibles fósiles

El segundo pilar de la política de transición energética es el reemplazo de los combustibles fósiles, no sólo en la generación eléctrica que discutimos anteriormente,

¹⁸ El caso mexicano es ejemplificador porque se busca eliminar el sistema de orden de despacho y en su lugar dar prioridad a la empresa estatal de electricidad, sin importar el costo económico de generación y aún peor, ignorando que las tecnologías de producción de la empresa pública son más contaminantes que las privadas. Ver Gutiérrez-Meave, Rosellón, and Sarmiento (2021).

sino también en el resto de los sectores económicos: manufacturas, comercio y servicios, hogares, transporte y sector primario (agropecuaria, forestal, pesca y minería). Entre los beneficios más obvios de eliminar el uso de combustibles fósiles están los relacionados con mejoras en la salud por permitirnos tener aire, agua y suelo más limpios, los beneficios por reducir la dependencia de las importaciones de combustibles fósiles, ganancias en la soberanía energética, mayor estabilidad política, limitar el uso de agua para generación eléctrica, etc. (IRENA, 2020a, 2020d, 2019b, Markandya y Wilkinson, 2007)

Para poder cumplir este objetivo se requieren reformas estructurales que pasamos ahora a analizar.

3.3.2.1. Aplicación de instrumentos de mercado para reflejar precio de carbono y los contaminantes locales

La electrificación de vastos sectores de la economía, notablemente el sector industrial y el transporte, no es un fenómeno que se espera ocurra de forma automática de la noche a la mañana. Se trata de una transición tecnológica que la gran mayoría de los analistas anticipa va a ocurrir inevitablemente y que de hecho ya está ocurriendo –por ej., la Unión Europea dispuso la prohibición de fabricar vehículos con motores de combustión interna para el año 2035. En el ínterin, la manera más directa de reflejar el precio correcto de los combustibles contaminantes es a través de impuestos simplificados, es decir, teniendo en cuenta gravámenes preexistentes como el impuesto al valor agregado, el impuesto a las ventas o a los ingresos brutos y muchos otros impuestos específicos (ad-hoc) que proliferan actualmente tanto en el plano nacional como de los gobiernos locales en casi todos los países de ALC. El punto es que el precio de producción más la suma de todos los gravámenes debe reflejar el costo marginal social del combustible, es decir, incorporar todos los costos privados de oferta más el costo social de la externalidad negativa que genera su producción y consumo. El incremento de precios al consumidor final inevitablemente ayudará a acelerar la transición energética y América Latina y el Caribe no pueden permanecer al margen de esta transformación.

En la fase teórica, la implementación de un impuesto al carbono es equivalente a la creación de un mercado generalizado de permisos de emisiones (sistema conocido en la literatura como *cap-and-trade*) que abarque todas las industrias de la economía (por supuesto, esto incluye la generación de electricidad). Los mecanismos de mercado han probado ser más eficientes que las políticas de *command-and-control* a la hora de reducir las emisiones (Hancevic, 2017; Blackman et al., 2018).¹⁹ La ventaja subyacente de las regulaciones ambientales basadas en mecanismos de mercado es que pueden promover la reducción de GEI a través de los efectos intermedios tanto por el lado del progreso tecnológico como de la estructura de consumo de energía. Las regulaciones *command-and-control* tienden a hacerlo solo por la primera vía (Guo et al., 2021).

Para el caso concreto de ALC, la situación institucional favorece la aplicación de impuestos generalizados al carbono y a los contaminantes locales por sobre los mercados de permisos de emisiones. Los impuestos resultan más fáciles de ser aprobados por la vía de los órganos legislativos y a su vez son más fáciles de defender frente a la opinión pública. Nótese que la propuesta de esta subsección va en línea con el rebalanceo

¹⁹ Nos referimos a medidas como los estándares de emisiones, las exigencias de consumo de combustibles con características específicas (ej., con ciertos niveles de contenido de azufre), o a la obligación de instalar tecnologías descontaminantes como por ejemplo unidades de desulfuración de gases de combustión o *scrubbers*.

tarifario y sinceramiento de costos del sistema eléctrico descritos más arriba. En ambos casos, lo primordial es reflejar el costo marginal social de la energía.

3.3.2.2. Estimular la sustitución en el uso del transporte privado contaminante por transporte público o privado no-contaminante.

Los beneficios de esta sustitución entre modos de transporte son evidentes. Con el menor uso de vehículos motorizados privados se reducen los costos del sistema de salud por la menor contaminación y por la reducción del número de accidentes viales. También se disfruta de menor congestión y se gana en menores tiempo de viaje (BID, 2021).

El desafío está en contar con infraestructura adecuada que favorezca el uso de bicicletas, de sendas peatonales para caminar de forma segura, y contar con líneas de transporte público eficientes. Por otro lado, se debe tratar de desalentar el uso de vehículos motorizados privados.

3.3.2.3. Impulso a los vehículos eléctricos.

Teniendo en cuenta que, dentro de los consumidores de energía, el sector transporte es el principal emisor de GEI en ALC y, asumiendo que la generación eléctrica tenderá a ser cada vez más basada en fuente de energía renovable limpia, la alternativa de tener un parque automotor y un sistema de transporte público que funcione con energía eléctrica representa un gran avance en la descarbonización. Los beneficios son similares a los mencionados anteriormente.

3.3.2.4. Incentivar el uso del ferrocarril, las barcazas, y otros medios de transporte de carga con bajas emisiones

En muchos países de ALC y ferrocarril o el transporte fluvial no está del todo desarrollado. En su lugar se utiliza el camión por carretera como medio de transporte de mercaderías. El caso de Argentina es paradigmático. Supo tener una red ferroviaria de vanguardia a comienzos y mediados del siglo XX que luego fue paulatinamente abandonada, desinvertida y en su lugar fue reemplazada por flotas de camiones que utilizan diésel.

La migración del transporte de carga pesado hacia trenes eléctricos es una alternativa superadora. De igual forma, aquellos países que cuentan con lagos o ríos navegables podrían volcarse al transporte vía barcos y barcazas. Finalmente, para distancias más cortas, el transporte terrestre realizado con camiones de batería eléctrica podría ser una solución de mediano y largo plazo.

Resta aún por ver como el hidrógeno verde se podrá ir incorporando como una alternativa real que impulse los motores del transporte de pasajeros y de carga.

3.3.2.5. Electrificación de la industria y uso de hidrógeno verde

Cuando hablamos del sector industrial nos referimos a muy diversos sectores que emiten gases de efecto invernadero. Desde la industria del acero, el cemento, y los productos químicos, así como procesos genéricos que procesan calor a temperaturas muy variables, dependiendo de las necesidades propias de cada industria particular. Los beneficios de la electrificación pueden ser sustanciosos para la sociedad si la mayoría de la electricidad proviene de energías renovables limpias, que como comentamos más arriba hoy en día ya son más baratas de producir.

Para el caso más específico de las industrias pesadas, las cuales requieren usualmente mayores temperaturas en sus procesos (ej., cemento, metalurgia, industria química y de fertilizantes, etc.), es probable que más allá de la electrificación puedan existir muy

buenas oportunidades para el desarrollo del hidrógeno verde (el principal método para obtenerlo es la electrólisis) como sustituto del carbón, el gas y los refinados del petróleo, proporcionando calor limpio a altas temperaturas.

En resumen, respecto a la eliminación del uso de combustibles fósiles, el debate que debe darse a nivel de los gobiernos (y de la sociedad en su conjunto) es el siguiente: Primero, ¿de qué manera se puede allanar el camino creando las instituciones y las reglas de juego claras para que, mediante el funcionamiento de los mercados de manera eficiente (es decir, con los precios sociales correctos de la energía, sin que haya barreras de información, sin prácticas anticompetitivas u otras fallas de mercado), pueda darse la ansiada transición energética? Segundo, no sólo importa el resultado final (esto es, alcanzar las emisiones cero hacia 2050) sino que también importa el camino y el momento en que se produce dicha transformación. Por ejemplo, se espera que las terminales de vehículos no produzcan más unidades con motores que usen combustibles fósiles y contaminantes en los próximos años. Entonces, ¿qué tan oportuno sería facilitar la transición hacia los vehículos eléctricos para que la región de ALC sea un actor clave en dicha industria y que no quede rezagada frente a otras regiones del mundo? Queda entonces por determinar cuál es el impulso necesario que deben dar los gobierno con fondos públicos (quizás desde la teoría de subsidios óptimos) para apoyar el lado de la oferta en estas industrias, sin que ello signifique el simple desplazamiento de la inversión privada por inversión pública. Segundo, ¿existen fallas de mercado del lado de la oferta tales que si se corrigen se pueden bajar los costos, por ejemplo, vía *learning-by-doing* y vía externalidades positivas entre productores del sector? Por el lado de la demanda ocurren ciertos dilemas parecidos. Siguiendo con el ejemplo de los vehículos eléctricos, ¿es necesario que el estado impulse las mejoras en la infraestructura de carga de los VE o está en el propio interés de las terminales de automóviles invertir en dicha infraestructura que tiene características de red? Nuevamente, la pregunta siguiente es ¿hasta qué punto se debe esperar que el desarrollo privado tome la iniciativa o si en cambio es posible acelerar la adopción de los particulares y con ello que haya mayores incentivos para que los propios fabricantes inviertan en infraestructura?

3.3.3. Medidas auxiliares y/o complementarias

3.3.3.1. Programas de eficiencia energética

Los programas de eficiencia energética, si son bien implementados pueden ayudar a reducir el consumo de energía, pero para ello se necesita poder romper las barreras informativas y solucionar otras fallas de mercado como la falta de financiamiento de los usuarios menos favorecidos.²⁰ En definitiva se trata de consumir menos energía y que ésta sea más limpia. Si bien estas medidas no van a llevarnos por si solas a la transición energética buscada, pueden en definitiva ayudar a mejorar el bienestar de la población vía mejoras en la eficiencia asignativa. Son por tanto medidas complementarias a las mencionadas a lo largo del documento.

²⁰ Para una discusión amena del tema, ver los trabajos del simposio sobre eficiencia energética publicado en la revista *Economics of Energy and Environmental Policy* del año 2016, Volumen 5, Número 2.

3.3.3.2. Implementación de mecanismos de financiamiento que promuevan la resiliencia de los países a los impactos del cambio climático mediante estrategias de crecimiento verde.

Ejemplos de estas políticas pueden ser: préstamos dirigidos, bonos verdes, políticas de créditos fiscales para inversionistas o consumidores para la producción y uso de energías limpias y, por último, fondos climáticos regionales y nacionales dirigidos a movilizar, acceder y canalizar el financiamiento climático.

3.3.3.3. Transición Justa

Una política que aliente la capacitación de las personas para la transición a las industrias de energía renovable también proporcionaría una transición justa para los trabajadores actualmente empleados en industrias basadas en combustibles fósiles: una transición justa abarca políticas que apoyan a los trabajadores y familias cuyos trabajos, ingresos y los medios de subsistencia están en riesgo a medida que el mundo busca caminos sostenibles (Rosemberg, 2017). Una transición al sector informal es indeseable porque i) disminuiría los salarios en el sector informal – impactando negativamente no solo a los recién llegados sino también a aquellos que tienen un trabajo informal de manera permanente; y ii) implica una pérdida en los rendimientos de las inversiones de los individuos y la sociedad en su conjunto en habilidades que no son útiles en el sector informal – un desperdicio del cual es difícil recuperarse una vez que los trabajadores hacen la transición al sector informal porque a medida que no regrese fácilmente al sector formal (Levy, 2020). Los beneficios de la electrificación con una transición justa pueden ser más sustanciosos para la sociedad en el futuro que verlo solo desde el mero punto de vista energético (Martínez y Núñez, 2021).

3.4. Barreras políticas y económicas para la implementación de las medidas

Habiendo descrito las políticas deseables para provocar los cambios deseados hacia el futuro, en esta sección nos enfocaremos en las posibles barreras que pueden existir para la implementación de las medidas sugeridas. A continuación, destacamos las barreras más relevantes.

3.4.1. Barreras a la generación eléctrica mediante fuentes limpias

El primer punto es que para dar el paso hacia la generación renovable de forma masiva se requiere de grandes inversiones de capital desde un inicio. Los gobiernos de ALC en su gran mayoría no tienen ni los recursos ni los conocimientos para emprender las inversiones. El aporte privado es entonces clave y los gobiernos deben facilitar esta transición mediante reglas de juego razonables que permitan el desarrollo de los proyectos privados.²¹ El estado de la regulación actual en los países de ALC pone frenos al despegue de las energías limpias: hay directivas que prohíben el emplazamiento de este tipo de proyectos, las normas de seguridad que muchas veces fueron diseñadas exclusivamente para fuentes fósiles tradicionales, diseño obsoleto de contratos de interconexión a la red, especificaciones sobre el uso de las plantas y formas de pagos inviables para que las inversiones privadas sean rentables. Se llega así a que la actual

²¹ Aunque la situación no es exactamente igual, si pudiera decirse que tiene algunos elementos en común con el desarrollo de gas de esquisto (*shale gas*) donde el apoyo de la tecnología privada (en particular de capitales extranjeros) es crucial para poder extraer el recurso de forma eficiente.

planificación del sector energético es inconsistente con los objetivos de cero emisiones netas a los que se han comprometido los países.

Además de las inversiones en capacidad de generación, para integrar las energías renovables no convencionales se requieren inversiones importantes en infraestructura, particularmente en líneas de transmisión y, en menor medida, adecuaciones a la red de distribución. Por supuesto que la expansión de las líneas de transmisión deberá producirse conforme aumente la demanda de energía.²² Lo anterior es cierto cualquiera sea la tecnología de generación utilizada (y más aun teniendo en cuenta que gran parte de la receta de descarbonización es la electrificación de una parte sustancial de la economía). Sin embargo, las fuentes renovables de energía no convencionales – fundamentalmente, la eólica y solar– requieren de mayores extensiones de líneas de transmisión porque su producción de energía es más volátil y su localización es menos flexible que por ejemplo las plantas de ciclo combinado (gas natural) o las de fueloil.²³

Entre otras palabras, las plantas fotovoltaicas (respectivamente, eólicas) están situadas donde más insolación (viento) hay y no necesariamente se ubican cerca de los centros de mayor consumo, por lo tanto, requieren relativamente más inversión en transmisión.

El caso de Chile resulta interesante en el sentido de que aún con inversiones importantes en transmisión, el resultado final es reducción en el costo final de la energía eléctrica para los usuarios. Así, en los últimos años se efectuaron grandes obras que ampliaron la red de transmisión permitiendo la interconexión del Sistema Interconectado Norte Grande (SING) con el Sistema Interconectado Central (SIC). Esa integración de los mercados ha permitido un crecimiento exponencial de las energías renovables en el Desierto de Atacama (norte del país), de donde se genera energía limpia que abastece a la zona central y más poblada del país (González, Ito y Reguant, 2022).

Es importante hacer notar que a medida que progresen las tecnologías de almacenamiento de energía renovable las necesidades de expansión de la red eléctrica (tanto en materia de transmisión como distribución) pueden llegar a ser sustancialmente inferiores, en cuyo caso no sólo habrá ahorros en el costo de generación eléctrica (actualmente la generación con renovables ya es mucho más barata que con combustibles fósiles) sino que las necesidades de infraestructura serán menores.

Todo lo mencionado en este apartado va a requerir un rediseño del mercado energético que incluya, asimismo, mejorar la eficiencia mercado de servicios conexos y tecnologías de respaldo (y, por ende, la minimización de los costos de redespacho) en la operación del sistema por parte de un operador independiente.

3.4.2. Barreras a la eliminación de generación eléctrica con combustibles fósiles

En línea con la creciente generación en base a renovables no convencionales del punto anterior, está la eliminación de los combustibles fósiles. Como señalamos anteriormente, existe un déficit en la capacidad técnica y en los conocimientos de las autoridades del sector eléctrico en los países de ALC. Lo llamativo del caso es que actualmente en ALC no se contemplan planes de integración masiva de la generación con fuentes renovables variables como la solar y la eólica sin que ello perjudique la fiabilidad del sistema. Este debate, si bien ha quedado bastante obsoleto en el resto del mundo continúa siendo un

²² Por el lado de la demanda de energía a mediano y largo plazo no se tiene en cuenta los cambios que se avecinan. Por ejemplo, la recarga de vehículos eléctricos, la electrificación masiva de la industria, las mejoras en la eficiencia energética, entre otras cuestiones.

²³ Ver Egerer, Rosellón, and Schill, (2015).

obstáculo para la integración masiva de las energías renovables en ALC (Sepúlveda et al., 2018) y a su vez, es una de las razones por las cuales se sigue favoreciendo a nuevos proyectos que son costosos y más contaminantes, todos ellos basados en la quema de combustibles fósiles como el carbón, derivados del petróleo y gas natural.

Por otro lado, el empleo desplazado del sector de combustibles fósiles y la consecuente reubicación de los trabajadores es una barrera importante en ALC, dado que en algunos casos los niveles de desempleo y empleo informal son relativamente elevados, y las tasas de pobreza existentes ya son de por sí elevadas. Resalta, por ejemplo, el caso de Chile donde más de 4 mil personas trabajaban de forma directa en las centrales de carbón cuando el gobierno optó hacia 2017-2018 por la eliminación gradual de las mismas (Saget et al., 2020). Existe un tema contractual con dichas empresas extractivas que implica además un resarcimiento económico que deberán afrontar los gobiernos.

Así mismo, en el plano fiscal varios gobiernos nacionales y diferentes niveles de gobiernos subnacionales dependen de los recursos que se generan en la extracción y producción de combustibles fósiles, tal es el caso de las regalías petroleras y de gas natural, los derechos a la exportación y los impuestos que se recaudan en la cadena de valor (Solano-Rodríguez et al., 2021; Welsby et al., 2021). Sin embargo, se debe tener en cuenta que si bien la reducción de la demanda de combustibles fósiles por parte de las centrales eléctricas puede significar para el gobierno una reducción de sus ingresos derivados de la renta petrolera (en sus distintas formas), se tiene que las empresas de generación con energías renovables no convencionales pagarán mayores impuestos a las ventas y/o al valor agregado. Desafortunadamente, no contamos con información cuantitativa de ese cálculo y no está claro que sector podría aportar más ingresos al fisco por unidad de energía.²⁴

3.4.3. Barreras al reemplazo de vehículos motorizados privados por otras alternativas menos contaminantes

Se trata de un tema complejo que requiere cambiar el foco del análisis y reubicarlo en los gobiernos locales –esto es, a nivel de ciudades o áreas metropolitanas. Podría englobarse dentro de la problemática de ordenamiento urbano y de movilidad urbana, donde abundan los *trade offs* entre diferentes objetivos como ahorros en tiempo de viaje, seguridad, salud y otros objetivos de política pública, además de los mencionados hasta ahora. Sin embargo, vale la pena mencionar algunas cuestiones de manera breve. En la mayoría de las zonas urbanas más pobladas de ALC, la infraestructura está pensada para los automovilistas en detrimento de peatones y ciclistas. En muchos casos, existen problemas de seguridad. Así, las personas difícilmente se vuelquen a usar bicicletas, a caminar o a usar el transporte público si es que ello conlleva mayores riesgos que usar un vehículo privado con motor. Para que la bicicleta sea una opción real se deben construir infraestructura adecuada como, por ejemplo, bisisendas o carriles separados y a la vez tener una señalización específica para las bicicletas. Se debe además mejorar la iluminación de las calles y avenidas. Actualmente, abundan los espacios con estacionamientos para vehículos particulares que en definitiva incentivan el uso de estos. En su lugar se debería tratar de encarecer relativamente el uso de vehículos particulares reflejando los costos reales de contaminación (precios del combustible socialmente óptimo), y priorizar las inversiones en infraestructura de transporte público, planificando de forma más eficiente el uso del suelo. Por otro lado, la mala conectividad entre distintos puntos de interés de los usuarios y la baja frecuencia del transporte público suele ser un

²⁴ La descripción anterior, tiene elementos que pueden interpretarse desde la perspectiva de un problema de lobby de las empresas establecidas (sector petrolero) versus las potenciales entrantes (renovables no convencionales).

obstáculo por el que muchos usuarios se vuelcan al uso de vehículos particulares. Se requiere un transporte público ágil, que conecte toda el área urbana y que se integre con las opciones de caminar e ir en bicicleta. Asimismo, como mencionamos más arriba, se requieren mejoras sustanciales en el aspecto de seguridad, sobre todo en las zonas más marginales de las ciudades.

3.4.4. Barreras a la adopción de vehículos eléctricos (VE)

Las principales barreras a la adopción de VE son las siguientes. Primero, y quizás el aspecto más importante, es que el precio de compra aún favorece en términos relativos a los vehículos con motores de combustión interna (VMCI). Sin embargo, diversas investigaciones recientes disponibles en el portal de *Bloomberg*²⁵ muestran que hacia mediados o finales de esta década los VE podrían llegar a costar menos que los vehículos tradicionales a gasolina. La causa de ello es la esperada caída en los precios de las baterías que, hoy en día, representan más de la mitad del costo del vehículo. Esta sería la tendencia que se espera en los países desarrollados. Segundo, si bien el costo de mantenimiento se estima que es más económico para los VE que para los VMCI, los consumidores lo desconocen. De igual forma, los consumidores desconocen muchas de las buenas prestaciones de los VE, como por ejemplo las grandes mejoras en su autonomía (antiguamente era una de las grandes desventajas de los VE), lo silencioso que es su motor y la armonía de su conducción. Tercero, hay una gran carencia de infraestructura para la recarga rápida de los VE, sobre todo en lugares públicos como estacionamientos de centros comerciales, lugares de trabajo y fundamentalmente en las carreteras (Rapson y Muehlegger, 2021; Quiros-Tortos et al., 2019). Cuarto, al ser el mercado de VE todavía muy pequeño en los países emergentes, las terminales de automóviles producen muy pocas unidades y las importadas suelen ser bastante más costosas. Claramente, todos los factores anteriores son endógenos e interactúan entre sí en detrimento del desarrollo del sector. A su vez, desde el punto de vista fiscal, la transición hacia VE puede impactar negativamente en la recaudación impositiva actual donde casi todos los países de ALC dependen de impuestos sobre los combustibles fósiles y al mismo tiempo los subsidios implícitos a los combustibles fósiles desincentivan la adopción de VE (ver Tabla 17).

El caso de Uruguay es interesante de analizar, dado que es un país que se está movilizando bastante para acelerar la transición energética. Como ya vimos anteriormente, su generación eléctrica es prácticamente a base de energías renovables limpias, y en el último tiempo la administración actual se ha mostrado decidida a acelerar la adopción de transporte eléctrico. Se destacan, por ejemplo, un estímulo a los actores privados para que éstos instalen cargadores de acceso público. Con ello se les condona por un periodo de 30 meses el pago del cargo de potencia y cargos fijos, al tiempo que deben hacerse cargo de la obra civil de instalación. A su vez, el gobierno planea la instalación de cargadores rápidos de corriente continua en las cercanías a los pasos fronterizos y ha decretado la interoperabilidad de los cargadores para buscar homogeneizar los sistemas de carga y por otro lado regular la seguridad de estos. En la actualidad Uruguay cuenta con 140 cargadores (7 de carga rápida) y el plan es tener al menos 300 cargadores, es decir aproximadamente 1 cada 50km en los próximos años. Además, desde enero de 2022 rige una reducción a cero del impuesto específico interno (Imesi) a los VE y los vehículos híbridos tienen descuentos de acuerdo con su condición. También se lanzó una convocatoria para gobiernos departamentales que estén interesados en la adquisición de transporte público (microbuses) eléctricos. Finalmente, la Mesa de Movilidad Eléctrica nuclea a académicos, empresarios del sector, y personas

²⁵ Chequear en <https://about.bnef.com/electric-vehicle-outlook/>

de la función pública vinculada a estos temas y tiene la finalidad de armonizar los puntos de vista y fomentar el desarrollo del sector.²⁶

En definitiva, los gobiernos de ALC podrían intervenir facilitando la infraestructura de carga, favoreciendo la fabricación de VE por parte de las terminales de autos, incentivando el uso de vehículos eléctricos mediante la demarcación de carriles exclusivos para VE, fijando tarifas eléctricas que tengan en cuenta el uso de VE, proporcionando beneficios financieros (por ej., amortización acelerada, reducción de impuestos a la compra de VE, préstamos de adquisición con tasas preferenciales, etc.), entre otras medidas.²⁷ Sin embargo, como eje central en toda discusión económica sobre las medidas que los gobiernos podrían tomar para acelerar la adopción de VE está la identificación de las fallas de mercado que fundamenten la intervención del gobierno. Así surgen las siguientes preguntas. Por el lado de la oferta de VE, ¿hay argumentos como el *learning-by-doing* o externalidades positivas que puedan transferirse entre productores que justifiquen subsidios a la producción de VE?; por el lado de la demanda de VE, ¿qué tan importante es el efecto de red ligado a la infraestructura de carga de baterías en lugares públicos? ¿deben las empresas productoras de VE hacerse cargo de dichas inversiones? ¿cuáles son las carencias de información que posee la gente que desalienta la adopción de los vehículos?; entre otras muchas cuestiones. Finalmente, como mencionamos en reiteradas oportunidades, la corrección de los precios de los combustibles fósiles para reflejar el verdadero costo social es una cuestión clave que obviamente juega un papel importante en la decisión de adopción a la que se enfrentan los consumidores.

3.4.5. Barreras al transporte de carga alternativo

Muchas de las barreras mencionadas en el apartado anterior aplican aquí. En particular las relacionadas a la infraestructura de carga de VE. Por otro lado, la inversión en mejoras en la infraestructura del ferrocarril requiere un cambio de estrategia de los gobiernos. Actualmente, el presupuesto está volcado mayoritariamente a la construcción de carreteras. Se requiere de electrificación de la infraestructura portuaria y ferroviaria.

3.4.6. Barreras a la electrificación de la industria

En el centro de las decisiones que toma la inmensa mayoría de los agentes económicos está la cuestión de los costos relativos. Así, el costo relativamente más alto de la electricidad en comparación con el gas natural, el petróleo y el carbón en la mayoría de los países de ALC dificultan los procesos de electrificación, tanto de la industria como del transporte. Resulta entonces indispensable que los combustibles fósiles tengan los precios correctos reflejando las externalidades negativas de la contaminación ambiental. Por otro lado, el cambio de las diversas industrias hacia tecnologías 100% eléctricas requiere de inversiones iniciales que pueden ser cuantiosas, haciendo necesario que existan fuentes de financiamiento suficientes.

Como ya se mencionó anteriormente, para algunas industrias particulares la electrificación total puede no ser una opción. Se trata de industrias que usualmente requieren mayores temperaturas en sus procesos productivos como, por ejemplo, la industria cementera, metalúrgica, química y de fertilizantes, entre varias más. En estos casos las oportunidades pasan más por el uso de combustibles alternativos, que en esta fase inicial de transición podrían ser los biocombustibles (principalmente de segunda

²⁶ Consultar en <https://www.bloomberglinea.com/2022/06/01/vehiculos-electricos-las-nuevas-medidas-en-uruquay-para-estimular-su-uso/>

²⁷ Ver Rapson y Muehlegger (2021) para una discusión completa sobre vehículos eléctricos.

generación para disminuir los daños colaterales, etc.). Posteriormente, el paulatino desarrollo del hidrógeno verde se espera que se convierta en el principal sustituto del carbón, el gas y los refinados del petróleo. Se podrá lograr así el ansiado nivel de calor a altas temperaturas con energía 100% limpia.

En resumidas cuentas, como medidas de acción inmediata, se torna imperioso establecer que las empresas de carácter industrial sean también objeto de regulaciones ambientales para reducir las emisiones de GEI y contaminantes locales. El paso más sencillo sería corregir los precios de los insumos (en este caso los combustibles fósiles), pero quizás también podría pensarse en regulaciones al producto final de las industrias, ya sea a través de medidas de tipo *command-and-control* o basadas en el mercado. La eliminación de subsidios y las regulaciones mencionadas pueden ser un punto de quiebre para lograr una electrificación acelerada y el desarrollo del hidrógeno verde.

3.5. El impacto social y distributivo

La línea de reformas recomendada en la Sección 3.3. tiene un alto componente de incentivos económicos que buscan mejorar la eficiencia energética, reducir las fricciones de mercado y fundamentalmente reducir las emisiones de GEI. Los beneficios en materia económica y ambiental son evidentes. Se toma en cuenta el esfuerzo del sector privado a través de un estado “facilitador” que proporciona las condiciones de mercado eficientes que terminan por fomentar la adopción de energía limpia y sostenible. Sin embargo, la reestructuración de los mercados y la contabilización de los precios “correctos” de la energía pueden tener ciertos efectos negativos en el bienestar de algunos consumidores. Lo anterior no es algo novedoso y de hecho es común a casi todas las reformas y medidas políticas que pueden implementar los gobiernos. En el caso del sector energético, podría ocurrir que sean los sectores menos favorecidos aquellos que sufran los cambios negativos en el bienestar. Desafortunadamente, los hogares por debajo de la línea de pobreza representan una parte considerable de la sociedad en ALC y existe gran desigualdad en la distribución del ingreso. No obstante, la mayoría de los estudios que han analizado cómo el sinceramiento de precios energéticos mediante quita de subsidios y aplicación de impuestos al carbono podría afectar a los hogares ha llegado a dos conclusiones fundamentales. Primero, la incidencia final de la reforma depende de cómo se utilice la recaudación fiscal adicional que se genere. Segundo, sólo se necesita una parte de los ingresos adicionales ocasionados por la reforma para lograr compensar los cambios negativos en el bienestar de los hogares vulnerables.²⁸ Por ejemplo, la situación no deseada podría corregirse en el consumo de electricidad mediante cuadros tarifarios que estén atados a esquemas de tarifas sociales correctamente focalizados. Así, en una primera instancia los precios deberían llevarse a los niveles sostenibles de largo plazo, es decir, a niveles compatibles con los costos marginales sociales que incluyen no solo los costos de producción integrales sino también los costos de las externalidades de contaminación. En segunda instancia (y suponiendo que las leyes del país lo permitan), se podrían implementar ciertos mecanismos de subsidios cruzados en los que los sectores menos favorecidos reciben apoyos de suma fija que no generan distorsiones en las decisiones de los agentes.²⁹

La corrección de las tarifas eléctricas y de los precios de combustibles fósiles es un paso adelante hacia la eficiencia económica pero también hacia la transición energética. Es

²⁸ Ver, por ejemplo, Symons, Speck y Proops (2002), Bento et al. (2009); Burtraw, Sweeney y Walls (2009), Parry y Williams (2010), Liang y Wei (2012), Feng et al. (2018), entre otros.

²⁹ Hancevic et al. (2022a) proponen un mecanismo de comprobación de medios de vida simulando un censo de pobres que permite un rebalanceo tarifario eficiente de los usuarios residenciales de electricidad en México.

esperable que en ese contexto se tomen mejores decisiones relacionadas al reemplazo de equipos obsoletos, se lleven a cabo inversiones en mejoras de eficiencia energética, se adopte en mayor proporción sistemas de generación limpia distribuida y calentadores de agua solares, se reemplacen los vehículos de combustión interna por vehículos eléctricos, se logre la electrificación de la industria, entre otros. En aquellos países donde las tarifas actuales están fuertemente subsidiadas, el ahorro de subsidios por la corrección de precios podría incluso volcarse a la implementación de subsidios para financiar la adopción de paneles solares o para las inversiones en eficiencia energética. En otras palabras, puede reemplazarse de forma temporal los actuales ineficientes subsidios al consumo de energía por subsidios al capital que financien la adopción de tecnologías verdes. La evidencia empírica nos dice que en la actualidad la adopción de tecnologías verdes esta sesgada hacia los hogares de ingreso medio-alto y alto. Por lo tanto, subsidios al capital focalizados hacia hogares más vulnerables podría ser una alternativa superadora. Todo esto debería ser acompañado de intervenciones que afecten el comportamiento de los usuarios, eliminen los problemas de información y otras fallas de mercado con el fin de obtener beneficios sociales sostenibles en el tiempo.

Por otro lado, la gradual desaparición del sector de combustibles e hidrocarburos podría dejar activos varados (ver sección 2.4.8) y llevar a que gente ligada a esas industrias pierda sus empleos y que con ello se generen fricciones en el mercado laboral a la hora de relocalizar a dichos trabajadores. Es menester en ese caso que los gobiernos asistan de forma proactiva (y no reactiva) para facilitar la transición y el desplazamiento de trabajadores entre industrias. A priori la generación de empleo vinculada al pujante sector de energía renovable es muy significativa. A escala global, se espera que la cantidad de empleos en la industria de la energía crezca de alrededor de 18 millones actualmente a más de 26 millones en 2050, con el 84 % de ellos vinculados a las energías renovables, el 11 % a combustibles fósiles y el 5 % trabajando en subsector de energía nuclear (Pai et al., 2021).

4. Comentarios finales y conclusiones

En este documento se hizo una revisión general del sector energético en los países de América Latina y el Caribe que son miembros de la *CAF-Banco de Desarrollo de América Latina*: Argentina, Barbados, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, Ecuador, El Salvador, Jamaica, México, Panamá, Paraguay, Perú, República Dominicana, Trinidad y Tobago, Uruguay y Venezuela. Para ello se analizaron las diferentes fuentes de energía con las que cuenta cada país, el consumo de energía primaria y secundaria y por sectores económicos, los precios de los energéticos, así como la contribución del sector de energía en la actividad económica y el comercio de cada país. Por otro lado, se contabilizaron las emisiones de gases de efecto invernadero y las inversiones del sector. Todo ello se hizo en perspectiva, en la medida de lo posible, respecto al resto del mundo. Se encontró que existe una gran diversidad en los sectores energéticos de ALC, donde algunos países son exportadores netos de energía mientras que otros son importadores netos de energía. Asimismo, se encontró que la composición de las matrices energéticas difiere sustancialmente entre sí, existiendo países con un gran peso de los combustibles fósiles y otros con alta penetración de renovables convencionales (fundamentalmente hidroelectricidad), y otros con renovables no convencionales (básicamente energía eólica y solar fotovoltaica).

En la segunda parte del documento, se enumeraron las diferentes políticas y metas relacionadas a la transición energética que surgieron a partir de la firma del Acuerdo Climático de París que permitirán una mejor adaptación y mitigación de los efectos (casi inevitables) del cambio climático. En concreto, se revisaron las metas referentes a reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, de penetración de fuentes

renovables en la generación eléctrica, las legislaciones de generación limpia distribuida y de estándares de biocombustibles en las mezclas de combustibles fósiles, así como precios de combustibles y tarifas eléctricas. Coexisten así metas relativamente ambiciosas con otras menos restrictivas, pero se destaca en todos los casos que la situación actual dista bastante de los objetivos planteados para 2050. Sobresale el hecho de que varios países poseen tarifas eléctricas subsidiadas –sobre todo para el sector residencial– y precios de combustibles fósiles (tanto regulados como libres) por debajo de los niveles de equilibrio que alimentan el sobreconsumo de energía a la vez que desincentivan la adopción de tecnologías renovables limpias. Para ello se promueve el sinceramiento de las señales de precios, eliminando los subsidios distorsivos e incluyendo el costo de las externalidades negativas por la contaminación del aire (vía un impuesto generalizado al carbono). Asimismo, se detectan oportunidades para mejorar el funcionamiento de los mercados eléctricos que permitan una penetración acelerada de las fuentes de generación renovables a la vez que se pueda avanzar en la electrificación del transporte y la industria, la incorporación del hidrógeno verde y la consecuente eliminación gradual del uso de combustibles fósiles contaminantes. Se mencionan algunas medidas complementarias como, por ejemplo, los programas de eficiencia energética y campañas sobre conservación de energía.

En líneas generales, se arriba a la conclusión que la dirección de las reformas deberá ser la misma, invariablemente, para todas las economías de ALC. Se deberá reemplazar el uso de los combustibles fósiles contaminantes por energías limpias como la hidroeléctrica, los renovables no convencionales, los biocombustibles (aunque quizás sólo de forma transitoria), el hidrógeno verde (el cual dependerá de cómo evolucione esta tecnología), y en menor medida la energía nuclear³⁰. Habrá una creciente demanda de electricidad por parte de los sectores industriales y del transporte que actualmente utilizan combustibles fósiles en sus actividades. Se necesitará de una ampliación sustancial de la infraestructura del sector eléctrico, sobre todo en materia de transmisión, la adecuación de la red de distribución y eventualmente inversión en capacidad de almacenamiento de energía limpia. Dentro de ese marco general, podría decirse que existe una familia de desafíos que difiere en algunos aspectos por grupos de países, tal y como se clasificaron en la Sección 2 de este documento, de acuerdo con la producción y consumo de diferentes tipos de energía y de acuerdo con su posición en la balanza comercial energética. Así se tiene que países que ya poseen un porcentaje alto de su electricidad generada con tecnología hidroeléctrica como, por ejemplo, Brasil, Ecuador, Colombia, Paraguay, Costa Rica y Venezuela, poseen además grandes potenciales en materia de renovables no convencionales y de producción de biocombustibles. Otros países son importadores netos de energía, como es el caso de México, Barbados, Chile, Panamá, Uruguay, Rep. Dominicana, en los cuales el desarrollo de renovables no convencionales y la electrificación de la economía pueden resultar altamente favorables y permitir mejorar sus cuentas externas. Algunos casos requieren ajustes de mediano plazo, como es el caso de México que tiene a su disposición grandes cantidades de gas natural relativamente barato proveniente de los Estados Unidos. De forma similar, pero en menor medida, la Argentina posee acceso al mercado de gas natural proveniente de Bolivia. En ambos casos, se puede plantear una eliminación más gradual del gas natural dado que todavía es económicamente viable utilizarlo fundamentalmente para la generación eléctrica, y mientras tanto se permite el desarrollo de forma intensiva de los renovables no convencionales (principalmente, energía solar y eólica). Entre el grupo de países exportadores de energía, el desafío más importante

³⁰ Sin dudas, la energía eléctrica generada con energía nuclear es una opción para descarbonizar las economías, pero cuestiones políticas y de seguridad podrían no ser favorables a su implementación.

pasa quizás por lograr sustituir el ingreso derivado de dichas exportaciones de combustibles (son los casos de Venezuela, Ecuador, Bolivia, y Trinidad y Tobago, entre otros).

Finalmente, se analizan las posibles barreras políticas, económicas y sociales, teniendo en cuenta también el potencial impacto distributivo de las medidas propuestas. Se hace hincapié en las posibles soluciones y se desestima en todos los casos la imposibilidad de su implementación. Se concluye que lo fundamental es la voluntad política para la aplicación de las medidas dado que todas las barreras son solucionables e incluso los beneficios de la implementación de las políticas superan con creces a los costos. En ese sentido, este documento sirve como un diagnóstico general de la situación del sector energético de ALC en el complejo contexto actual y apunta a lograr la transición energética que permita la descarbonización total de las economías, en cumplimiento a los objetivos planteados para el año 2050. Resta aún profundizar más en la investigación sobre los caminos concretos que deberá seguir la transición energética en cada una de las economías de la región, considerando los detalles concretos en materia económica, política y social de cada caso. Sin embargo, este documento plantea los ejes comunes y es por eso un buen punto de partida en el análisis.

Referencias

- Audoly, R., A. Vogt-Schilb, C. Guivarch, and A. Pfeiffer (2018). Pathways toward zero-carbon electricity required for climate stabilization. *Applied Energy*, 225 (November 2017), 884–901.
- Banco Mundial (2020). *Commodity Markets Outlook*, April.
- Bataille, C. (2020). Physical and policy pathways to net-zero emissions industry. *WIREs Wiley Interdisciplinary Reviews: Climate Change*, 11(e633), 1–20.
- Bataille, C. et al. (2016). The need for national deep decarbonization pathways for effective climate policy. *Climate Policy*, 16(sup1), S7–S26.
- Bento, A. M., L. H. Goulder, M. R. Jacobsen y R. H. von Haefen (2009). Distributional and Efficiency Impacts of Increased US Gasoline Taxes. *The American Economic Review* 99(3): 667-99
- BID (2021). Urban road congestion in Latin America and the Caribbean: characteristics, costs, and mitigation. Banco Interamericano de Desarrollo.
- Blackman, A., Li, Z., y Liu, A. A. (2018). Efficacy of command-and-control and market-based environmental regulation in developing countries. *Annual Review of Resource Economics*, 10, 381-404.
- Borenstein, S., y Bushnell, J. (2022). Do Two Electricity Pricing Wrongs Make a Right? Cost Recovery, Externalities, and Efficiency. Forthcoming at *American Economic Journal: Economic Policy*.
- Burtraw, D., R. Sweeney y M. Walls (2009). The Incidence of U.S. Climate Policy: Alternative Uses of Revenues from a Cap-and-Trade Auction. *National Tax Journal* 62(3): 497-518.
- Clarke, L. et al. (2014). Assessing Transformation Pathways. In: *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. En Edenhofer, O. et al., (eds.), Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, pp. 413–510.
- Cramton, P., Ockenfels, A., & Tirole, J. (2020). Policy brief—translating the collective climate goal into a common climate commitment. *Review of Environmental Economics and Policy*.
- Di Bella, G., Norton, L., Ntamatungiro, J., Ogawa, S., Samaké, I. y Santoro, M. (2015). Subsidios a la energía en América Latina y el Caribe: Balance y desafíos en relación a las políticas. Documentos de trabajo, Fondo Monetario Internacional, 15(30), 1.
- Egerer, J., J. Rosellón, and W-P. Schill, (2015), Power System Transformation toward Renewables: An Evaluation of Regulatory Approaches for Network Expansion, *The Energy Journal*, International Association for Energy Economics, Volume 36, Number 4.

- Fazekas, A., Bataille, C., y Vogt-Schilb, A. (2022). Prosperidad libre de carbono: cómo los gobiernos pueden habilitar 15 transformaciones esenciales, Documento de Trabajo, Banco Interamericano de Desarrollo.
- Feng, K., Hubacek, K., Liu, Y., Marchán, E., & Vogt-Schilb, A. (2018). Efectos distributivos de los impuestos a la energía y de la eliminación de los subsidios energéticos en América Latina y el Caribe (No. IDB-WP-947). *IDB Working Paper Series*.
- Gonzales, L. E., Ito, K., & Reguant, M. (2022). The Dynamic Impact of Market Integration: Evidence from Renewable Energy Expansion in Chile (No. w30016). *National Bureau of Economic Research*.
- Guo, Xu, Lin Fu, and Xiaohua Sun (2021). Can Environmental Regulations Promote Greenhouse Gas Abatement in OECD Countries? Command-and-Control vs. Market-Based Policies. *Sustainability* 13, no. 12: 6913.
- Gutiérrez-Meave, R., J. Rosellón, and L. Sarmiento (2021), The effect of Changing Marginal-Cost to Physical. Order Dispatch in the Power Sector, Resources for the Future, Working Paper 21-19, July.
- Hancevic, P. (2017). A dynamic approach to environmental compliance decisions in US Electricity Market: The Acid Rain Program revisited. *Energy Policy*, Vol. 106, 129-137.
- Hancevic, P., Cont, W., y Navajas, F. (2016). Energy populism and household welfare. *Energy Economics*, Vol. 56, pp. 464-474.
- Hancevic, P., Núñez, H., y Rosellón, J. (2017). Distributed photovoltaic power generation: Possibilities, benefits, and challenges for a widespread application in the Mexican residential sector. *Energy Policy*, Vol. 110, 478-489
- Hancevic, P., Núñez, H., y Rosellón, J. (2022a). Electricity tariff rebalancing in emerging countries: The efficiency-equity tradeoff and its impact on photovoltaic distributed generation. *The Energy Journal*, 43(4).
- Hancevic, P., Núñez, H., y Rosellón, J. (2022b). Mexico's Energy Prospects: Gains from Renewable Sources Over A Fossil Fuel-Dominated Environment. *Economics of Energy and Environmental Policy*, Vol. 11, Núm. 2.
- IEA (2021a). Global Energy Review 2021.
- IRENA (2020a). Renewable Power Generation Costs in 2020, *International Renewable Energy Agency*.
- IRENA (2020b). Power system organizational structures for the renewable energy era, 36. *International Renewable Energy Agency*.
- IRENA (2020c). Green bonds - Renewable Energy Finance Brief 03. January 16. *International Renewable Energy Agency*.
- IRENA (2020d). Renewable Power Generation Costs in 2019, 160. *International Renewable Energy Agency*.

- IRENA (2020e). Virtual Power Lines Innovation Landscape Brief. *International Renewable Energy Agency*.
- Kennedy, S. F., & Stock, R. (2021). Alternative energy capital of the world? Fix, risk, and solar energy in Los Angeles' urban periphery. *Environment and Planning E: Nature and Space*.
- Levy, S. (2020). Superemos juntos la emergencia. <https://www.nexos.com.mx/?p=47405>
- Liang, Q., y Wei, Y. (2012). Distributional Impacts of Taxing Carbon in China: Results from the CEEPA Model. *Applied Energy* 92 (abril): 545-51.
- Markandya, A., and P. Wilkinson (2007). Electricity generation and health. *The Lancet*, 370.9591, 970–990.
- Martínez-Cruz, A. L., & Núñez, H. M. (2021). Tension in Mexico's energy transition: Are urban residential consumers in Aguascalientes willing to pay for renewable energy and green jobs? *Energy Policy*, 150, 112145.
- Núñez, H. M. (2021). Biomethane for Electricity in Mexico: A Prospective Economic Analysis. *Economics of Energy & Environmental Policy*, 10(2), 197-215.
- OECD (2022). Estadísticas tributarias en América Latina y el Caribe 2022, *Organisation for Economic Cooperation and Development Publishing*, Paris.
- Pai, S., Emmerling, J., Drouet, L., Zerriffi, H., y Jewell, J. (2021). Meeting well-below 2°C target would increase energy sector jobs globally. *One Earth*, 4(7), 1026-1036.
- Parry, I., Black, S. y Vernon, N. (2021). *Todavía no se tienen los precios de energía correctos: Una actualización mundial y nacional de los subsidios a los combustibles fósiles*. Washington DC: Fondo Monetario Internacional.
- Parry, I., Heine, D., Lis, E. y Li, S. (2014). Obtener precios de energía correctos: Del principio a la práctica. *Fondo Monetario Internacional*.
- Parry, I., y Williams, R. (2010). What are the costs of meeting distributional objectives for climate policy? *The B.E. Journal of Economic Analysis & Policy* 10(2): 1935–1682.
- Quiros-Tortos, J., L. Victor-Gallardo, and L. Ochoa (2019). Electric vehicles in Latin America: Slowly but surely toward a clean transport. *IEEE Electrification Magazine*, 7(2), 22-32.
- Rapson, D., and Muehlegger, E. (2021). The Economics of Electric Vehicles. NBER Working paper 29093, July.
- Ritchie, H., Roser, M., y Rosado, P. (2020). CO2 and Greenhouse Gas Emissions. Published online at [OurWorldInData.org](https://ourworldindata.org). Disponible: <https://ourworldindata.org/co2-and-other-greenhouse-gas-emissions>

- Ritz, R. A. (2022). Global carbon price asymmetry. *Journal of Environmental Economics and Management*, 102687.
- Rockström, J. et al. (2017). A Roadmap for Rapid Decarbonization. *Science*, 355(6331), 1-2.
- Rosemberg, A. (2017). Strengthening just transition policies in international climate governance. <https://stanleycenter.org/publications/pab/RosembergPABStrengtheningJustTransition417.pdf>.
- Sepulveda, N. A., J. D. Jenkins, F. J. de Sisternes, and R. K. Lester (2018). The role of firm low-carbon electricity resources in deep decarbonization of power generation. *Joule*, 2(11), 2403–2420.
- Saget, C., A. Vogt-Schilb, and T. Luu (2020). Jobs in a Net-Zero Emissions Future in Latin America and the Caribbean.
- Solano-Rodríguez, B. et al. (2021). Implications of climate targets on oil production and fiscal revenues in Latin America and the Caribbean. *Energy and Climate Change*, 2(May), 100037.
- Symons, E. J., S. Speck y J. L. R. Proops. (2002). The Distributional Effects of Carbon and Energy Taxes: The Cases of France, Spain, Italy, Germany and UK. *European Environment* 12 (4): 203 - 12.
- Tong, D. et al. (2019). Committed emissions from existing energy infrastructure jeopardize 1.5 °C climate target. *Nature*, 572(7769), 373–377
- Welsby, D., B. S. Rodriguez, S. Pye, and A. Vogt-schilb (2021). High and dry: Stranded natural gas reserves and fiscal revenues in Latin America and the Caribbean. Banco Interamericano de Desarrollo, Documento de Trabajo 01197.
- Williams, J. H. et al. (2012b). The technology path to deep greenhouse gas emissions cuts by 2050: The pivotal role of electricity. *Science (New York, N.Y.)*, 335(6064), 53–59.
- Williams, J. H. et al. (2021). Carbon neutral Pathways for the United States. *AGU Advances*, 2(1).

ANEXO A

Tabla A.1. Gasoductos

Gasoducto	País	Capacidad	Extensión (km)	Estado
Amistad-Bajo Alto	Ecuador	1.19 MM mc/d	71	Operativo
Anaco-Barquisimeto	Venezuela	970 MM pc/d	1535	Operativo
Anaco-Puerto La Cruz	Venezuela	600 MM pc/d	480	Operativo
Anaco-Puerto Ordaz	Venezuela	615 MM pc/d	484	Operativo
Angelin	Trinidad y Tobago	600 MM pc/d	21	Operativo
Atacama	Argentina y Chile	5.4 MM mc/d	941	Operativo
Bolivia-Perú	Bolivia y Perú	100 MM mc/d	900	Propuesto
Bolivia-Mato Grosso	Bolivia y Brasil	2.8 MM mc/d	645	Operativo
Bolivia-Paraguay	Bolivia y Paraguay	6 MM mc/d	900	Propuesto
Buenaventura-Yumbo	Colombia	400 MM pc/d	110	Propuesto
Camisea	Perú	1540 MM pc/d	730	Operativo
Carrasco-Cochabamba	Bolivia	120 MM pc/d	250	Operativo
Carrasco-Yapacaní	Bolivia	133 MM pc/d	76	Operativo
Comanche Trail	México y Estados Unidos	1100 MM pc/d	313.8	Operativo
Centro Oeste	Argentina	32 MM mc/d	1121	Operativo
Colpa-Rio Grande	Bolivia	245 MM pc/d	88.28	Operativo
Colpa-Warnes	Bolivia	115.3 MM pc/d	16	Operativo
Concho-Progreso	México y Estados Unidos	-	402	Propuesto
Cross Island	Trinidad y Tobago	2400 MM pc/d	76.5	Operativo
Cuxtal	México	240 MM pc/d	16	Operativo
Desarrollo del Área Marítima de la Costa Norte	Trinidad y Tobago	520 MM pc/d	107	Operativo
Mayakan	México	250 MM pc/d	780	Operativo
Corredor Interoceánico	México	500 MM pc/d	270	Propuesto
Gasoducto del Sur Peruano	Perú	800 MM pc/d	1100	Propuesto
Cordillerano patagónico	Argentina	1327 MM mc/d	940	Operativo
	Argentina	1 MM mc/d	600	Operativo
Cruz del sur	Argentina y Uruguay	1.825 MMM mc/año	199	Operativo
Juana Azurduy	Bolivia y Argentina	27 MM mc/d	52	Operativo
De la Costa	Argentina	4.6 MM mc/d	680	Operativo
De la Puna	Argentina	0.28 MM mc/d	186	Operativo

Noreste Argentino Tramo Norte	Argentina	4.088 MMM mc/ año	694	Operativo
Noreste Argentino Tramo sur	Argentina	-	813	En construcción
Del pacífico	Chile y Argentina	6.5-7.5 año	670	Operativo
Área Marítima de la Costa Este	Trinidad y Tobago	275 MM pc/d	95	Operativo
Dragón	Venezuela y Trinidad y Tobago	150 MM pc/d	17	Propuesto
Encino-La laguna	México	1500 MM pc/d	414	Operativo
El Encino-Topolobampo	México	670 MM pc/d	572	Operativo
El Oro-Mazatlán	México	2.1 MM mc/año	430	Operativo
Fénix	Argentina	11 MM mc/d	60	Propuesto
Gas Andes	Argentina y Chile	3300 a 3940 MM mc/año	533	Operativo
GASBOL	Bolivia y Brasil	11 mil MM mc/año	3150	Operativo
GASEB	Brasil	1.4 MM mc/d	225	Operativo
Guadalajara-CT Manzanillo	México	860 MM mc/d	313	Operativo
Guaymas-El Oro	México	5.3 mil MM mc/año	331	Paralizado
Jáltipan-Salina Cruz	México	90 MM pc/d	247	Operativo
Los Ramones	México	51.2 mil MM mc/año	860	Operativo
Mier-Monterrey	México y Estados Unidos	640 MM pc/d	145	Operativo
Morelos	México	337 MM mc/d	165	Operativo
Muscar-Soto	Venezuela	8.27 mil MM mc/año	115	Operativo
México- Países del Norte de América Central	México, Guatemala, El Salvador y Honduras	-	600	Propuesto
Naco-Hermosillo	México	90 MM mc/d	340	Operativo
NorAndino	Argentina y Chile	2-8 MM mc/d	1070	Operativo
Noroccidente	Colombia	-	529	Propuesto
Norte	Argentina	28 MM mc/d	1454	Operativo
Norte Crossing	Estados Unidos y México	366 MM pc/d	0.5	Operativo
Nueva Era	México y Estados Unidos	600 MM pc/d	302	Operativo
Néstor Kirchner	Argentina	-	1025	Propuesto
Ojinaga-El Encino	México	1356 MM pc/d	220	Operativo
Palmillas-Toluca	México	96 MM pc/d	127	Operativo
Paraná-Uruguaiiana	Brasil	15 MM mc/d	437	Operativo
Paso Norte	Estados Unidos y México	366 MM pc/d	547.2	Propuesto

Prosperidad	México	145 MM pc/d	355	Propuesto
Ramal Empalme	México	226 MM pc/d	20	Operativo
Ramal Hermosillo	México	100 MM pc/d	48	Operativo
Rosarito	México	534 MM pc/d	217.8	Operativo
Samalayuca-Sásabe	México	472 MM pc/d	650	Operativo
San Fernando	México	1460 MM mc/d	114	Operativo
San isidro-Samalayuca	México	1135 MM mc/d	23	Operativo
San Martín	Argentina	18 MM mc/d	4590	Operativo
San Sebastián-Ushuaia	Argentina	-	280	Operativo
Santa Bárbara - Aguasay	Venezuela	4.13 mil MM mc/año	49	Operativo
Santa Bárbara - Aguasay 2	Venezuela	8.27 mil MM mc/año	49	Operativo
Santa Cruz Sur	Argentina	25 MM mc/d	359.4	Operativo
Sierrita	México y Estados Unidos	201 MM pc/d	98	Operativo
Southeast Gateway	México	1600 MM pc/d	715	Propuesto
Sur de Texas-Tuxpan	Estados Unidos y México	2600 MM mc/d	772	Operativo
Sásabe-Guaymas	México	770 MM pc/d	505	Operativo
Tamazunchale	México	1455 MM pc/d	370	Operativo
Tarahumara	México	850 MM pc/d	383	Operativo
Tobago	Tobago	119 MM pc/d	55	Operativo
Tula-Villa de Reyes	México	9.2 mil MM mc/año	420	En construcción
Tuxpan-Tula	México	886 MM pc/d	287	En construcción
Ulé-Amuay	Venezuela	250 MM pc/d	222	Operativo
Vega Pléyade	Argentina	10 MM mc/d	77	Operativo
Villa de Reyes-Aguascalientes-Guadalajara	México	886 MM pc/d	388	Operativo
Yabog	Argentina	2.19 mil MM mc/año	441	Operativo
Yacuíba-Rio Grande	Bolivia	7.3 mil MM mc/año	432	Operativo
Yapacani-Colpa	Bolivia	188 MMcf/d	120	Operativo
Bilac-Santa María	Brasil	8 MM mc/d	1237	Propuesto
Bolivia-Mato Grosso	Brasil y Bolivia	1020 MM mc/año	645	Operativo
Carmópolis-Pilar	Brasil	15 MM mc/d	176.8	Operativo
Catu-Itaporanga	Brasil	9.1 MM mc/d	196	Operativo
Rota 3	Brasil	18 MM pc/d	355	En construcción
Rota 4a	Brasil	20 MM mc/d	291	Propuesto

Rota 4b	Brasil	20 MM mc/d	299	Propuesto
Rota 5b	Brasil	12 MM mc/d	200	Propuesto
Rota 6a	Brasil	12 MM mc/d	119	Propuesto
Rota 6b	Brasil	12 MM mc/d	118	Propuesto
Brasil Central	Brasil	7.4 MM mc/d	893	Propuesto
Es-Mucri A	Brasil	12 MM mc/d	115	Propuesto
Es-Mucri B	Brasil	12 MM mc/d	157	Propuesto
GASALP	Brasil	2.5 MM mc/d	203.4	Operativo
GASBOL	Bolivia y Brasil	11 mil MM mc/año	3150	Operativo
GASEB	Brasil	1.4 MM mc/d	225	Operativo
GASFOR	Brasil	2.027 MM mc/d	383	Operativo
Itaporanga-Carmópolis	Brasil	12.7 MM mc/d	68.5	Operativo
Nordestao	Brasil	2.271 M mc/d	426.8	Operativo
Penápolis-Canoas	Brasil	8 MM mc/d	1168	Propuesto
Kennedy-São Brás do Suaçuí	Brasil	12 MM mc/d	332	Propuesto
San Antonio dos Lopes Barcarena	Brasil	8 MM mc/d	667	Propuesto
San Antonio dos Lopes Sao Luis	Brasil	7-9 MM mc/d	282-300	Propuesto
SEAL	Brasil	20 MM mc/d	106	Propuesto
Siderópolis-Porto Alegre	Brasil	3.5 MM mc/d	249	Propuesto
Uruguaiiana-Porto Alegre	Brasil	19 MM mc/d	644	Un tramo propuesto y dos tramos en operación
Corredor Transístico (poliducto)	México	351 mil barriles diarios	251	Operativo
Red de Gasoductos TGI	Colombia	730 MM pc/d	4045	Operativo
Segundo Gasoducto Transmagallánico	Argentina	7 MM mc/d	36	Operativo

Fuente: Elaboración propia con información de documentos nacionales.

Tabla A.2. Oleoductos

Oleoducto	País	Capacidad	Extensión (km)	Estado
Alto Magdalena	Colombia	110 M bdp	391.4	Operativo
Bachaquero-Puerto Miranda	Venezuela	15.2 mtpa	106	Operativo
Bachaquero-Puerto Miranda 2	Venezuela	11.81 mtpa	106	Operativo
Bicentenario	Colombia	120 M bdp	229	Operativo

Binacional Amerisur	Colombia y Ecuador	50-70 M bdp	17	Operativo
Camiri-Santa Cruz	Bolivia	6.6 MM pc/d	260	Operativo
Camiri-Villamontes	Bolivia	18 M bdp	164	Operativo
Camiri-Yacuiba	Bolivia	9.8 MM pc/d	261	Operativo
Carrasco-Caranda	Bolivia	19.5 M bdp	126	Operativo
Carrasco-Cochabamba	Bolivia	16.5 M bdp	247	Operativo
Caño Limón-Coveñas	Colombia	210 M bdp	773.94	Operativo
CIJAA-PT Oficina	Venezuela	8.96 mtpa	150	Operativo
Cochabamba-Arica	Bolivia y Chile	18-25 M bdp	577	Operativo
Curaray-Andoas	Perú	60 M bdp	207	Propuesto
ODC (Oleoducto de Colombia)	Colombia	236 M bdp	483	Operativo
Crudos Pesados	Ecuador	450 M bdp	485	Operativo
Llanos Orientales	Colombia	340 M bdp	235	Operativo
Oiltanking	Argentina	126 M bdp	167	Operativo
Petro Andina	Argentina	40 M bdp	82	Operativo
EMP-Pt Oficina	Venezuela	15.93 mtpa	146	Operativo
ERB-II-Anaco	Venezuela	2.98 mtpa	55	Operativo
ERB-II-Puerto la Cruz	Venezuela	6.97 mtpa	51	Operativo
ERB-II-Taej	Venezuela	23.9 mtpa	47	Operativo
José Palmichal-Pt Oficina	Venezuela	8.96 mtpa	150	Operativo
La Invernada-Bajo del Choique	Argentina	155 M bdp	55	Propuesto
La Victoria-Las Monas	Venezuela	0.57 mtpa	16	Operativo
Lagunillas-La Salina	Venezuela	7.46 mtpa	42	Operativo
Madero-Cadereyta	México	-	1317	Operativo
Mata Larga-PT Silvestre	Venezuela	8.46 mtpa	253	Operativo
Norperuano	Perú	0.38 M bdp	1106	Operativo
Nuevo Teapa- Venta de Carpio	México	0.40 M bdp	567	Operativo
Ocensa	Colombia	0.68 M bdp	848	Operativo
Pt Oficina-Anaco	Venezuela	2.98 mtpa	55	Operativo
Pt Oficina- José Palmichal	Venezuela	34.85 mtpa	156	Operativo
Pt Oficina- Puerto la Cruz	Venezuela	22.15 mtpa	154	Operativo
Pt Oficina- Puerto la Cruz 2	Venezuela	8.11 mtpa	154	Operativo

Pt Oficina- Puerto la Cruz 3	Venezuela	5.9 mtpa	100	Operativo
PT Silvestre-El Palito	Venezuela	7.46 mtpa	343	Operativo
Puerto Miranda-Cardón	Venezuela	13.74 mtpa	227	Operativo
Punta de Palma- Puerto Miranda	Venezuela	6.02 mtpa	68	Operativo
Santa Cruz Cochabamba	Bolivia	25-45 M bdp	531	Operativo
Sistema de Oleoducto Transecuatoriano	Ecuador	0.36 M bdp	497.7	Operativo
Transístmico	Panamá	860 M bdp	131	Operativo
Transandino	Colombia	85 M bdp	306	Operativo
Traviado-ERB-II	Venezuela	5.97 mtpa	100	Operativo
Traviado-Naricual	Venezuela	38.34 mtpa	134	Operativo
Traviado-Taej	Venezuela	29.87 mtpa	151	Operativo
Ulé-Amuay	Venezuela	22.59 mtpa	230	Operativo
Ulé-Amuay 2	Venezuela	23.46 mtpa	229	Operativo
Víbora-Sirari-Yapacaní-Humberto Suárez	Bolivia	0.5 M bdp	348	Operativo
Rio-Belo Horizonte	Brasil	7.83 mtpa	358	Operativo
ORBIG	Brasil	24.49 mtpa	123	Operativo
OSDUC	Brasil	17.4 mtpa	360	Operativo
OSPAR	Brasil	8.52 mtpa	117	Operativo
Recope	Costa Rica	69.2 M bdp	533	Operativo
Red de Oleoductos del Yacimiento Cantarell	México	400 M bdp	425	Operativo
Red de Oleoductos del Yacimiento Petrolífero Ku-Maloob-Zaap	México	800 M bdp	189	Operativo
Sistema Estacionario de Transporte de Hidrocarburos	Guatemala	30 M bdp	474	Operativo
Sistema de Oleoductos del Valle (OldeIVal)	Argentina	164 M bdp	513	Operativo

Fuente: Elaboración propia con base en documentos nacionales y OPEC.