

Energías renovadas

Transición energética justa para el desarrollo sostenible



Energías renovadas

Transición energética justa
para el desarrollo sostenible

Título

Reporte de Economía y Desarrollo (RED) 2024

Energías renovadas: una transición energética justa para el desarrollo sostenible

Depósito Legal: DC2024000733

ISBN: 978-980-422-317-4

Editor CAF

Dirección de Investigaciones Socioeconómicas-Gerencia de Conocimiento.

Dirección de Comunicación Estratégica.

Diseño gráfico

Estudio Bilder / Buenos Aires

Fotografías

Portada

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

Parque fotovoltaico, desierto de Atacama, Chile ©GCuenca

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

Metro de Lima (líneas 1-2), Perú ©CAF

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

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

Interior

Eva Ivanescu (p. 58), Rudi Mencia (p. 99), Anatoly Shostak (p. 114), Alev Takil (p. 140), Tormius (p. 186),

Danny Feng (p. 248), Leandro Silva (p. 255), Ivan Bogdanov (p. 260), Pavel Neznanov (p. 296), Zbynek Burival (p. 305),

Shaah Shahidh (p. 326), Scott Webb (p. 330), Justin Lim (p. 350).

Las restantes fotografías son del banco de imágenes CAF.

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

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

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

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

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



Prólogo

Vivimos tiempos caracterizados por desafíos sin precedentes —retos existenciales e históricos cuyo abordaje definirá, en buena medida, el futuro de la humanidad—. Uno de los más urgentes tiene que ver con los gases de efecto invernadero.

El modelo de desarrollo asociado a estas emisiones no es sostenible y está pasando a nuestra región y a la humanidad una costosa factura en biodiversidad, calidad de vida y desarrollo sostenible.

Los científicos advierten que al ritmo actual de emisiones nos quedan 28 años para limitar el incremento de la temperatura a 2 °C respecto a la era preindustrial y tan solo nueve años para limitarlo a 1,5 °C. Esta evidencia crítica ha motivado un consenso mundial —manifestado en el Acuerdo de París— en torno a la necesidad de dar una respuesta mancomunada a la crisis climática.

En este contexto, América Latina y el Caribe ha mostrado un decidido compromiso con el medio ambiente: 33 países de la región son firmantes de ese acuerdo y han acordado una importante reducción de sus emisiones.

Comparativamente, nuestra región contribuye poco en materia de emisiones, pero padece de forma desproporcionada las consecuencias de la crisis climática. Para lograr el crecimiento económico con reducción de las emisiones, será fundamental embarcarse en una transición energética que permita a los países continuar produciendo y consumiendo energía, pero limitando el volumen de emisiones generado por el uso de combustibles. La experiencia de los países desarrollados indica que este camino es tecnológicamente posible.

América Latina y el Caribe debe afrontar esta transición en el marco de las acciones para reducir sus niveles de desigualdad. A pesar de los valiosos avances que se vienen alcanzando, seguimos siendo la región más desigual del mundo.

La transición, por tanto, debe también ser justa. Este concepto implica justicia entre países —reconociendo las responsabilidades históricas de cada uno en las emisiones acumuladas— y justicia entre ciudadanos de un mismo país, para que los costos de la transición energética no recaigan sobre las poblaciones más vulnerables. De igual forma, esta dimensión debe extenderse a una justicia entre generaciones, para que el precio a pagar se distribuya en el tiempo.

Echar a andar un proceso tan complejo y necesario —con un margen de tiempo reducido y un escenario global marcado por la incertidumbre y las tensiones— demanda conocimiento, análisis, datos y un panorama completo del desafío que enfrentamos.

El presente reporte es un aporte esmerado que refleja el rol de CAF - banco de desarrollo de América Latina y el Caribe- como generador de conocimiento con visión estratégica desde la región.

El documento presenta de manera rigurosa la forma en que la región ha producido y consumido energía en los últimos 20 años. También describe las oportunidades de la región de promover políticas públicas con el objeto de reducir las emisiones tanto del lado de la oferta como de la demanda de energía, al tiempo que evalúa los impactos fiscales, monetarios, externos y productivos que la transición energética impondrá a los países de América Latina y el Caribe.

Del análisis se desprende claramente que la transición energética traerá desafíos y oportunidades para la región. Entre los primeros se puede mencionar una previsible tanto reconfiguración productiva como de los ingresos de los países productores de hidrocarburos dado que los recursos fiscales y externos se verán reducidos si el mundo disminuye el consumo de combustibles fósiles.

Somos una región de soluciones, con capacidad para contribuir al proceso mundial de transición energética aprovechando las oportunidades que surgen para los países con reservas de minerales críticos --como el litio, el cobre o el níquel-- para los países con reservas de gas cuyo uso durante la transición reduciría las emisiones sin abandonar inmediatamente los combustibles fósiles y para los países con potencial de producción de energías renovables en la relocalización de actividades intensivas en energía (*powershoring*).

No hay una receta única para afrontar la transición energética. Cada país deberá elegir su velocidad, intensidad y estrategia de acuerdo con sus características. Para nuestras economías, este proceso transformacional requerirá de un gran compromiso para cumplir las metas asumidas.

Además de los esfuerzos de los gobiernos de la región, será imprescindible el involucramiento de las personas y empresas para adecuar sus hábitos a la nueva realidad y de los organismos multilaterales para apoyar y acompañar a los países en este proceso.

Será un camino retador que demandará acciones audaces y un músculo financiero sólido que respalde las acciones a desplegar. El sistema financiero y, en especial, la banca de desarrollo, debe ser un aliado fundamental para este propósito.

CAF se ha comprometido a dedicar al menos el 40 % de sus aprobaciones a proyectos verdes, incluidos los que facilitan la transición energética. Somos el banco verde y el banco del desarrollo sostenible e inclusivo de la región. Con este RED, el banco de desarrollo de América Latina y el Caribe ratifica su compromiso de acompañar a la región mientras afronta con éxito el desafío de una transición con energías renovadas.

Sergio Díaz-Granados

Presidente Ejecutivo de CAF —banco de desarrollo de América Latina y el Caribe

Reconocimientos

La elaboración del Reporte de Economía y Desarrollo (RED) es responsabilidad de la Dirección de Investigaciones Socioeconómicas de la Gerencia de Conocimiento de CAF —banco de desarrollo de América Latina y el Caribe—. La edición y coordinación general de esta entrega estuvo a cargo de Lian Allub y Fernando Álvarez, con el apoyo de Martín Finkelstein y la asesoría académica de Natalia Fabra y Juan Pablo Montero. El reporte se realizó bajo la supervisión de Ernesto Schargrotsky, Director de Investigaciones Socioeconómicas, junto con Adriana Arreaza, Gerenta de Conocimiento, encargada durante el período inicial de elaboración del trabajo, y Verónica Frisancho, Gerenta de Conocimiento.

La redacción del reporte fue responsabilidad de los siguientes investigadores:

Capítulos 1 y 2 Lian Allub y Fernando Álvarez

Capítulos 3, 4 y 5 Walter Cont y Federico Juncosa

Capítulo 6 Juan Odriozola

Capítulo 7 Guillermo Alves

Capítulo 8 Juan Odriozola y Guillermo Alves

Capítulos 9 y 10 Lian Allub y Fernando Álvarez

El equipo de asistentes de investigación estuvo formado por Martín Finkelstein, María Pía Brugiafreddo, Lautaro Carrizo, Agustín Staudt, Franco Degiuseppe, Facundo Lurgo y Lorenzo Perrotta. Ana Gerez realizó la revisión editorial y corrección de estilo.

Los capítulos se beneficiaron de documentos de investigación elaborados específicamente para esta publicación por Hernán Bejarano, Catalina Buitrago, Pamela Caiza-Guamán, Víctor Manuel Cantilo Maza, Manuela Cerimelo, Natalia D'Agosti, Facundo Danza, Andrés García-Suaza, Raúl Gutiérrez Meave, Pedro Hancevic, Danae Hernández-Cortés, Sophie Mathes, Shaun McRae, Ignacia Mercadal, Héctor Nuñez, Leonardo Peñaloza-Pacheco, Natalia Porto, Jorge Puig, Oscar Rafael Pupo, Raúl Ramos, Nathaly Rivera, Bernardo Romero-Torres, Juan Rosellón, Héctor Sandoval, Alexander Sarango-Iturralde, Leopoldo Tornarolli, Vaios Triantafyllou y Frank Wolak.

El reporte se enriqueció con los comentarios de Elisa Belfiori, Lucila Berniell, Cristian Bonavida, Joaquín Coleff, Nicolás Gadano, Leticia Juárez, Roxana Maurizio, Daniel Perczyk, Mariano Rabassa, Marina Recalde y Rafael Skiadaressis, así como de los siguientes funcionarios de CAF: Diego Barril, Vittorio Boschetti, Fernando Branger, Pablo Brassiollo, Florencia Buccari, Martha Castillo, Guillermo Cabral, Carla Calá, Carolina Camacho, Pablo Cisneros, Brenda Ciuk, Jorge Concha, Sandra Conde, Richard Condor, Dolores de la Mata, Guillermo Díaz, Ricardo Estrada, Nicolás Estupiñán, Gustavo Fajardo, René Gómez- García Palao, Sergio Guerra, Oswaldo López, Pablo López, Alejandro Miranda, Alicia Montalvo, Teresa Morales, Daniel Ortega, Angie Palacios, Cecilia Paniagua, Mariana Poskus, Ernesto Rimari, Juan Ríos, Emil Rodríguez Garabot, Edgar Salas, Edgar Salinas, Reinier Schliesser, Manuel Toledo, María Carolina Torres, Horacio Valencia, Catalina Vanoli y Frank Vanoy.

Índice general

1

Abreviaturas — 18

Introducción — 20

**Una nueva transición energética:
rasgos, desafíos y perspectivas desde
América Latina y el Caribe — 23**

Mensajes clave — 24

Introducción — 27

**La transición energética de las fuentes renovables:
rasgos esenciales — 28**

Preocupación medioambiental — 28

Pilares de la transición energética — 32

Algunos desafíos en la ruta hacia la
descarbonización — 37

**La transición energética en América Latina
y el Caribe — 43**

Los viejos problemas del desarrollo — 43

Tareas pendientes en la provisión de energía — 44

Dotación en recursos naturales — 47

La composición de las emisiones totales — 48

¿A dónde vamos? — 51

2

Anatomía del desacople — 59

Mensajes clave — 60

Introducción — 63

El reto del desacople — 64

Esfuerzo de mitigación hacia 2030 — 73

Intensidad de emisiones y “dieta” energética en América Latina y el Caribe — 75

Intensidad energética: eficiencia con relación a la estructura económica — 78

3

Punto de partida: sistemas energéticos de ALyC — 89

Mensajes clave — 90

Introducción — 93

Uso de la energía y atributos necesarios — 94

Matriz energética en América Latina y el Caribe — 96

Indicadores clave de los países — 100

Electrificación del consumo — 100

Generación no combustible y renovable no convencional — 102

Eficiencia de los sistemas energéticos — 103

Intensidad de las emisiones de energía usada según la fuente primaria — 106

Emisiones asociadas a la generación eléctrica — 109

Espacios de acción en los sistemas energéticos — 112

4

Electrificación verde — 115

Mensajes clave — 116

Introducción — 119

El sector eléctrico en América Latina y el Caribe — 120

Componentes del sector — 120

Matriz de generación eléctrica regional — 123

Orden de mérito y curva de carga — 128

Generación flexible y servicios auxiliares — 131

Adaptaciones del sector eléctrico para la transición — 133

Incentivos para la incorporación de capacidad — 133

Cambios en la estructura del sector e implicancias para las tarifas — 135

Instrumentos para la incorporación de ERNC — 137

Generación distribuida — 141

Crecimiento del sector eléctrico en la matriz energética — 143

Potencial de generación verde — 143

Infraestructura de transmisión — 146

Roles de la integración eléctrica intrarregional en la transición — 149

Espacios de políticas — 150

5

Promoción de los combustibles limpios — 153

Mensajes clave — 154

Introducción — 157

El dominio actual de los combustibles fósiles — 158

Disponibilidad de recursos fósiles — 160

Combustibles de origen agropecuario, forestal y de desechos — 162

Rol de la biomasa en la transición energética — 163

¿Aliados u obstáculos para la descarbonización? — 164

Alternativas tecnológicas e instrumentos — 165

Hidrógeno como vector energético — 170

Rol del hidrógeno en la transición energética — 173

Barreras y soluciones — 174

Hidrógeno en América Latina y el Caribe — 177

La industria de los combustibles fósiles en la transición energética — 178

El rol del gas natural en la transición energética — 181

6

La transición energética en las industrias de difícil descarbonización — 187

Mensajes clave — 188

Introducción — 191

Caracterización de los sectores intensivos en el uso de energía — 192

Cemento — 196

Tecnologías para la transición energética — 200

Políticas para avanzar en la descarbonización de la industria cementera — 202

Acero y hierro — 205

Tecnologías para la transición energética — 208

Políticas para avanzar en la descarbonización del sector del acero — 210

Industria química — 213

Amoníaco (NH_3) — 213

Metanol (CH_3OH) — 214

Productos químicos de alto valor (HVC) y el plástico — 214

Tecnologías y políticas para la descarbonización de la industria química — 215

Tecnologías del futuro: oportunidades para la región — 219

7

La transición energética en el sector residencial — 223

Mensajes clave — 224

Introducción — 227

Patrones de consumo energético residencial en la región — 229

¿Cuánto y qué tipo de energía consumen los hogares? — 229

¿En qué usos consumen energía los hogares de la región? — 232

La cocción como uso mayoritario y el desafío de adoptar energías limpias — 232

Consumo de energía y temperatura: agua caliente sanitaria y calefacción y refrigeración de ambientes — 236

Electrodomésticos e iluminación — 240

¿Cuánto gastan los hogares en su consumo residencial de energía? — 243

El estado y los desafíos de la electrificación — 245

El acceso a la electricidad a nivel residencial: conexión y precios — 245

Autogeneración de energía eléctrica en los hogares mediante paneles solares — 249

El aislamiento de los edificios y el consumo de energía — 250

Políticas de transición energética en el sector residencial — 252

Primer desafío: reducir la utilización de biomasa para cocinar y calentar ambientes — 254

Segundo desafío: aumento de la demanda de electricidad — 256

Tercer desafío: mejorar el acceso a la electricidad de los hogares más pobres — 258

8

Transporte y transición energética: hacia una movilidad sustentable — 261

Mensajes clave — 262

Introducción — 265

**Transporte, consumo de energía y
emisiones** — 266

**Eficiencia energética, costos y electrificación en
el transporte terrestre** — 268

Vehículos eléctricos — 268

Infraestructura de recarga — 276

Mejoras en la eficiencia de los vehículos de
combustión interna — 278

Transporte de carga — 279

¿Cómo descarbonizar el transporte de carga? — 279

Desafíos y oportunidades en logística urbana — 281

Movilidad de personas en las ciudades — 282

Distribución modal, consumo de energía y
emisiones — 284

Forma urbana y transporte en la ciudad — 289

El rol de los precios de transporte público — 291

**Políticas de transporte sostenible en la transición
energética** — 293

9

Impactos macroeconómicos de la transición energética — 297

Mensajes clave — 298

Introducción — 301

Participación de los sectores energéticos en la
producción — 302

Activos varados — 303

Relaciones insumo-producto de los sectores
energéticos — 306

Participación del sector minero en la producción y
posibles impactos positivos por el uso de minerales
críticos — 312

Transición energética y balance fiscal — 316

Participación del sector de hidrocarburos y minería en
los ingresos fiscales — 317

Esquemas de recaudación a partir de la explotación de
recursos naturales — 318

**Transición energética y exportaciones netas
de energía** — 324

**Transición energética, regulación financiera
y política monetaria** — 327

La transición energética y los precios — 327

Rol para la política monetaria y financiera — 328

**Los múltiples desafíos macroeconómicos de
la transición** — 329

10



**Hacia una transición justa:
oportunidades y desafíos
de la transición energética** — 331

Mensajes clave — 332

Introducción — 335

La transición justa y el triple desafío — 336

**La transición energética y el mercado
laboral** — 340

Tamaño del mercado laboral verde — 340

Caracterización de las ocupaciones verdes — 342

Las tecnologías de generación energética y su efecto
en el empleo — 346

**La transición energética y las oportunidades
de desarrollo productivo** — 349

La asignación de factores y la relación entre
productividad e intensidad energética — 349

Aprovechando las ventajas naturales: nuevas
oportunidades en el contexto de la transición
energética — 352

**Instrumentos transversales para la transición
energética** — 355

Financiamiento verde e importancia de las taxonomías
verdes — 355

Mercados de carbono e impuestos al
carbono — 360

Captura, uso y almacenamiento de carbono
(CUAC) — 363

Economía circular — 364

Una agenda para la transición justa — 367

Referencias — 371

Apéndices — 415

Índice de cuadros

Cuadro 1.1	Comparación regional de la calidad del servicio eléctrico según las empresas	—45
Cuadro 1.2	Emisiones provenientes de CFPI por unidad de producto en 2000 y 2019	— 50
Cuadro 1.3	Compromisos asumidos de emisiones de GEI para 2030	— 53
Cuadro 2.1	Emisiones por unidad de producto	— 71
Cuadro 2.2	Esfuerzo en mitigación para 2030 por región	— 75
Cuadro 2.3	Intensidad de emisiones	— 76
Cuadro 2.4	Intensidad energética	— 79
Cuadro 3.1	Matriz energética de América Latina y el Caribe en valores promedio de 2017-2021	— 97
Cuadro 3.2	Factores de emisión directa, con pérdidas de transformación y de producción (tCO ₂ e/TJ)	— 107
Cuadro 4.1	Características de las subastas por país	— 138
Cuadro 5.1	Reservas de petróleo en 2021 por países	— 161
Cuadro 6.1	Políticas para la industria del cemento	— 203
Cuadro 6.2	Políticas para la industria del acero	— 212
Cuadro 6.3	Políticas para la industria química	— 219
Cuadro 7.1	Políticas potenciales para los tres principales desafíos de la transición energética en el sector residencial	— 254
Cuadro 8.1	Precios minoristas promedio de automóviles en 10 países en 2023	— 272
Cuadro 8.2	Eficiencia y consumo energético de distintos medios de transporte urbano	— 284
Cuadro 8.3	Reparto modal en 10 grandes ciudades	— 287
Cuadro 8.4	Desafíos y políticas en la transición energética en el sector del transporte	— 293
Cuadro 9.1	Reservas de combustibles fósiles no quemados compatibles con un incremento de la temperatura de 2 °C mediante el despliegue de tecnologías de CAC	— 306
Cuadro 9.2	Multiplicadores de arrastre de la producción por fuente de generación eléctrica y sectores extractivos en América Latina y el Caribe	— 307
Cuadro 9.3	Apertura sectorial de los gastos de capital, operación y mantenimiento por sector de actividad y fuente de generación eléctrica para la instalación de una planta de 100 MW	— 311
Cuadro 9.4	Demanda de minerales críticos por tipo de tecnología	— 314
Cuadro 9.5	Distribución de los recursos fiscales provenientes de industrias extractivas por nivel de gobierno	— 321
Cuadro 10.1	Diferencias entre empleos verdes y no verdes	— 343
Cuadro 10.2	Diferencias salariales según nivel de verdor de los empleos	— 344
Cuadro 10.3	Multiplicadores del empleo: energía fósil <i>versus</i> energía limpia y eficiente	— 347
Cuadro 10.4	Productividad y características de la empresa en Colombia	— 351

Índice de figuras

Figura 4.1	Flujo de cantidades y de pagos en función del despacho y relación contractual	— 122
Figura 5.1	Trayectorias alternativas para la descarbonización del transporte marítimo	— 185
Figura 6.1	Proceso de producción del cemento	— 197
Figura 6.2	Proceso de producción del acero	— 207
Figura 6.3	Avances en el establecimiento de estrategias a favor del hidrógeno verde	— 220
Figura 7.1	Necesidades térmicas en las viviendas de América Latina y el Caribe	— 237
Figura 8.1	Cargadores por país y electrocorredores en América Latina y el Caribe	— 277
Figura 10.1	Marco conceptual de la economía circular	— 365
Figura 10.2	Facetas de la agenda para la transición energética justa	— 367

Índice de gráficos

- Gráfico 1.1** Oferta total de energía en el mundo según la fuente — 33
- Gráfico 1.2** Crecimiento de la capacidad global de almacenamiento de baterías y niveles previstos en el escenario de cero emisiones netas — 34
- Gráfico 1.3** Pilares de la transición energética más allá de la penetración de las renovables — 36
- Gráfico 1.4** Contribución de los pilares a la reducción de las emisiones de CO₂ en el escenario de cero emisiones netas — 37
- Gráfico 1.5** Emisiones globales de CO₂ entre 2019 y 2070 provenientes de la infraestructura y activos existentes por subsector — 40
- Gráfico 1.6** Demanda de minerales críticos en el escenario de cero emisiones netas — 41
- Gráfico 1.7** Subsidios a combustibles fósiles como proporción del PIB en países seleccionados en 2022 — 46
- Gráfico 1.8** Relación entre los subsidios a los combustibles fósiles y las emisiones — 46
- Gráfico 1.9** Descomposición de las emisiones en América Latina, el Caribe y los países desarrollados en 2000 y 2019 — 49
- Gráfico 1.10** Oferta total de energía en América Latina y el Caribe — 54
- Gráfico 1.11** Participación de la electricidad en el consumo final de energía en América Latina y el Caribe — 55
- Gráfico 1.12** Capacidad eléctrica en América Latina y el Caribe — 56
- Gráfico 1.13** Demanda de hidrógeno — 56
- Gráfico 2.1** Evolución de las emisiones mundiales de CO₂ y componentes que las determinan — 66
- Gráfico 2.2** Crecimiento del PIB por habitante frente a crecimiento de las emisiones — 68
- Gráfico 2.3** Éxito de mitigación, reducción de la intensidad de emisiones y de la intensidad energética — 72
- Gráfico 2.4** Composición energética del consumo y de la generación de electricidad — 77
- Gráfico 2.5** Intensidad energética promedio por sector económico en América Latina y el Caribe y OCDE en 2017 — 80
- Gráfico 2.6** Cambio en la importancia de los sectores económicos entre 2011 y 2017 — 81
- Gráfico 2.7** Comparación de la estructura económica de América Latina y el Caribe y de la OCDE en 2017 — 83
- Gráfico 2.8** Descomposición de los cambios en la intensidad energética por región — 84
- Gráfico 2.9** Descomposición de los cambios en la intensidad energética por país — 86
- Gráfico 2.10** Descomposición de la intensidad energética en países seleccionados de América Latina y el Caribe y en Suiza — 87
- Gráfico 3.1** Tasa de electrificación por país y sector — 101
- Gráfico 3.2** Generación no combustible y ERNC — 103
- Gráfico 3.3** Pérdidas en los procesos de transformación, generación y transporte — 105
- Gráfico 3.4** Emisiones asociadas a la generación eléctrica — 111
- Gráfico 4.1** Capacidad instalada por país según el insumo principal en 2021 — 127
- Gráfico 4.2** Orden de mérito esquemático — 128
- Gráfico 4.3** Curvas de carga total y neta de generación eólica y solar y costo marginal o precio *spot* — 129
- Gráfico 4.4** Distribución de la demanda eléctrica por mes (demanda y carga neta) en Uruguay en el semestre abril-septiembre de 2023 — 130
- Gráfico 4.5** Costo nivelado de la energía eléctrica por fuente de generación y precio promedio en subastas — 137
- Gráfico 4.6** Participación de la energía solar y eólica en la generación en 2010 y 2021 — 139
- Gráfico 4.7** Evolución de la capacidad de generación distribuida en América Latina y el Caribe — 141
- Gráfico 4.8** Potencial hidroeléctrico: capacidad instalada en 2021 y potencial remanente por país — 144
- Gráfico 4.9** Potencial teórico en energía eólica y solar — 145
- Gráfico 4.10** Extensión de la red de transmisión y expansión requerida en el escenario de CEN-2050 — 147
- Gráfico 4.11** Distribución acumulada de la distancia de generadores a ciudades más cercanas y generación anual por fuente — 148
- Gráfico 5.1** Producción de biocombustibles en América Latina y el Caribe — 163
- Gráfico 5.2** Fuentes y usos del hidrógeno — 172

- Gráfico 5.3** Costos estimados para la producción, transporte y distribución de hidrógeno en la Unión Europea en 2030 — 176
- Gráfico 5.4** Emisiones de la producción y transporte de combustibles fósiles respecto a las emisiones totales por consumo de productos finales — 180
- Gráfico 6.1** Emisiones de GEI resultantes de procesos industriales en países seleccionados de América Latina en 2018 — 193
- Gráfico 6.2** Intensidad energética y de emisiones — 194
- Gráfico 6.3** Proporción del valor agregado de las industrias pesadas en el valor agregado total de los países de América Latina y el Caribe en 2017 — 195
- Gráfico 6.4** Relación entre intensidad de carbono e intensidad energética en las industrias pesadas de países de América Latina y el Caribe en 2017 — 195
- Gráfico 6.5** Producción de acero crudo según la metodología — 208
- Gráfico 7.1** Consumo final de energía residencial per cápita y PIB per cápita en 2021 — 229
- Gráfico 7.2** Distribución del consumo de energía residencial según fuente en 2021 — 231
- Gráfico 7.3** Principal fuente de energía utilizada para cocinar en 1990 y 2021 — 234
- Gráfico 7.4** Nivel de ingreso, necesidades de refrigeración y proporción estimada de hogares con aire acondicionado — 239
- Gráfico 7.5** Relación entre posesión de refrigerador y lavarropa y nivel de ingreso — 242
- Gráfico 7.6** Porcentaje del gasto de los hogares dedicado a consumo de energía residencial — 243
- Gráfico 7.7** Situación de la conexión a la electricidad en América Latina y el Caribe — 246
- Gráfico 7.8** Precios promedio de la electricidad residencial en 2014-2020 — 247
- Gráfico 7.9** Población con al menos una estructura de la vivienda (piso, techo, paredes) construida con materiales precarios — 251
- Gráfico 8.1** Emisiones de GEI del sector del transporte en América Latina y el Caribe — 267
- Gráfico 8.2** Porcentaje de hogares con al menos un automóvil — 267
- Gráfico 8.3** Penetración de los vehículos eléctricos en América Latina y el Caribe — 269
- Gráfico 8.4** Costos y precios minoristas incluyendo impuestos de la gasolina por litro en 2022 — 274
- Gráfico 8.5** Edad media de los vehículos de carga en América Latina y el Caribe — 280
- Gráfico 8.6** Precios de un viaje en bus del transporte público y costo de 50 viajes respecto al ingreso per cápita mensual de los hogares en 2022 — 292
- Gráfico 9.1** Participación de los sectores energéticos en el valor agregado de la OCDE y América Latina y el Caribe — 302
- Gráfico 9.2** Multiplicadores de arrastre de los sectores energéticos por tipo y sector — 308
- Gráfico 9.3** Participación de América Latina y el Caribe en la producción y las reservas de minerales críticos en 2022 — 313
- Gráfico 9.4** Participación de los ingresos fiscales por hidrocarburos y minería en el total del PIB entre 2000 y 2022 — 317
- Gráfico 9.5** Recaudación a partir de la explotación de recursos naturales por tipo de instrumento — 320
- Gráfico 9.6** Impuestos relacionados con el medio ambiente — 323
- Gráfico 9.7** Importaciones netas de energía promedio como porcentaje de las exportaciones de bienes y servicios totales en el periodo 2006-2019 — 325
- Gráfico 10.1** Indicadores de desarrollo — 336
- Gráfico 10.2** Tamaño del sector verde en países seleccionados — 342

Índice de recuadros

- Recuadro 1.1** Acuerdo de París: logros y desafíos — 30
- Recuadro 2.1** Anatomía del desacople: un marco contable — 65
- Recuadro 2.2** Una medida del esfuerzo de mitigación corregida por expectativas de crecimiento poblacional y económico — 74
- Recuadro 2.3** Métodos de descomposición de la intensidad energética entre eficiencia y estructura económica — 85
- Recuadro 3.1** Las emisiones de las actividades humanas y el impacto del metano — 108
- Recuadro 4.1** Tecnologías de generación y sus atributos — 123
- Recuadro 4.2** El rol de la política industrial en la adopción tecnológica — 134
- Recuadro 4.3** Buenas prácticas tarifarias y evolución en la región — 136
- Recuadro 4.4** Generación distribuida en Brasil — 142
- Recuadro 5.1** Desde la biomasa a los combustibles — 166
- Recuadro 5.2** Clasificación del hidrógeno según el proceso productivo — 171
- Recuadro 5.3** El rol del gas natural licuado en pequeña escala para las pequeñas economías insulares en desarrollo — 182
- Recuadro 6.1** Un caso de iniciativas privadas tempranas en transición energética — 196
- Recuadro 6.2** Un caso de iniciativas privadas con soluciones del lado de la demanda — 198
- Recuadro 7.1** Uso de energías sucias y salud — 235
- Recuadro 7.2** Proyecciones de temperatura y demanda de refrigeración y calefacción — 241
- Recuadro 7.3** ¿Cómo responde el consumo de electricidad a los cambios en su precio? — 244
- Recuadro 7.4** ¿Por qué los hogares pueden no implementar medidas de eficiencia energética que mejorarían su bienestar? — 253
- Recuadro 8.1** Las emisiones en el ciclo de vida de los vehículos particulares — 273
- Recuadro 8.2** Transición energética en los vehículos de dos o tres ruedas — 275
- Recuadro 8.3** ¿Desaparecen los costos sociales del uso del automóvil privado con su electrificación? — 286
- Recuadro 8.4** Electrificación de los buses urbanos — 288
- Recuadro 9.1** Impactos agregados de transitar a una situación de cero emisiones netas — 310
- Recuadro 10.1** Comunidades energéticas — 337
- Recuadro 10.2** Transición energética, contaminación local y capital humano — 338
- Recuadro 10.3** Transición energética, desarrollo minero y resistencia comunitaria — 339
- Recuadro 10.4** Empleos verdes según la O*NET — 341
- Recuadro 10.5** ¿Qué nos dicen las vacantes de empleo? — 345
- Recuadro 10.6** Políticas laborales para la reasignación del trabajo — 348
- Recuadro 10.7** Otro desafío para la transición energética: la informalidad productiva — 352
- Recuadro 10.8** Mecanismos de ajustes en frontera para el aluminio en Europa — 354
- Recuadro 10.9** Necesidades de financiamiento en América Latina y el Caribe — 356
- Recuadro 10.10** Financiando la transición justa — 358
- Recuadro 10.11** La economía circular y los minerales críticos — 366

Abreviaturas

AA	Aire acondicionado
AIE	Agencia Internacional de la Energía
ALACERO	Asociación Latinoamericana del Acero
AlyC	América Latina y el Caribe
AMIA	Asociación Mexicana de la Industria Automotriz
ANEEL	Agencia Nacional de Energía Eléctrica de Brasil
ASOUT	Agropecuario, silvicultura y otros usos de la tierra
BAU	Escenario de mantenimiento de las políticas usuales (siglas en inglés)
BF-BOF	Alto horno y acerías de oxígeno básico (siglas en inglés).
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BRT	Bus de tránsito rápido (siglas en inglés)
CBAM	Mecanismo de ajuste en la frontera por carbono (siglas en inglés)
CBI	Iniciativa de Bonos Climáticos (siglas en inglés)
CCA	Cámara del Comercio Automotor
CDN	Contribución determinada a nivel nacional
CEDLAS	Centro de Estudios Distributivos, Laborales y Sociales
CELAC	Comunidad de Estados Latinoamericanos y Caribeños
CEN	Cero emisiones netas
CEPAL	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
CGV	Cadena global de valor
CH₃OH	Metanol
CH₄	Metano
CMNUCC	Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
CO₂	Dióxido de carbono
CO₂eq	Dióxido de carbono equivalente
CUAC	Captura, uso y almacenamiento de carbono
DANE	Departamento Administrativo Nacional de Estadística de Colombia
EAF	Horno de arco eléctrico (siglas en inglés).
EC	Economía circular
EGAH	Escoria granulada de alto horno
EJ	Exajulio
EPA	Environmental Protection Agency
ERNC	Energías renovables no convencionales
ETC	Energy Transitions Commission
FAO	Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura
FICEM	Federación Interamericana del Cemento
FMI	Fondo Monetario Internacional
GCCA	Asociación Global de Cemento y Concreto (siglas en inglés)
GEI	Gas de efecto invernadero
Gj	Gigajulio
GLP	Gas licuado del petróleo
GNL	Gas metano en estado líquido
GOJI	Índice de verdor del trabajo (siglas en inglés)
Gt	Gigatonelada
GTAP	Proyecto de Análisis Global del Comercio (siglas en inglés)

GW	Gigavatio
GWh	Gigavatio por hora
H₂	Hidrógeno
HVC	Químicos de alto valor
I-P	Insumo-producto
IPCC	Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (siglas en inglés)
IRENA	Agencia Internacional de Energías Renovables (siglas en inglés)
ISO	Organización Internacional de Normalización (siglas en inglés).
MBTU	Millón de unidades térmicas británicas
MCTI	Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación de Brasil
MMA	Ministerio del Medio Ambiente de Chile
INECC	Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático de México
MADES	Ministerio del Ambiente y Desarrollo Sostenible de Paraguay
MINAM	Ministerio del Ambiente de Perú
MP	Material particulado
MP_{2,5}	Partículas finas de 2,5 micrones
Mt	Megatonelada o millón de toneladas
MW	Megavatio
MWh	Megavatio por hora
N₂O	Óxido nítrico
NH₃	Amoníaco
NOAA	National Oceanic and Atmospheric Administration
NO_x	Óxido de nitrógeno
°C	Grados Celsius
O*NET	Red de información ocupacional
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos
ODS	Objetivo de Desarrollo Sostenible
OIT	Organización Internacional del Trabajo
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
OMS	Organización Mundial de la Salud
OMU	Observatorio de Movilidad Urbana
PIB	Producto interno bruto
PNUD	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
PNUMA	Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente
PPA	Contrato de compraventa de energía
RED	Reporte Economía y Desarrollo
SO₂	Dióxido de azufre
SO_x	Óxido de azufre
SUV	Vehículo utilitario deportivo (siglas en inglés)
tCO₂/t	Tonelada de dióxido de carbono por tonelada de producto
Tep	Tonelada equivalente de petróleo
TJ	Terajulio
UE	Unión Europea
UNCTAD	Conferencia de las Naciones Unidas sobre Comercio y Desarrollo
UNECE	Comisión Económica de las Naciones Unidas para Europa
USD	Dólar de Estados Unidos
UTCUTS	Uso de la tierra, cambio en el uso de la tierra y silvicultura
VA	Valor agregado
WEF	Foro Económico Mundial (siglas en inglés)

Introducción

La energía es vital para la actividad humana. El acceso a nuevas y más convenientes fuentes de energía ha sido motor histórico del desarrollo económico y social global, además del principio que motivó cambios profundos en la forma de obtener y consumir energía a lo largo del tiempo. La sustitución de la madera por el carbón fue el gran hito del siglo XIX en esa materia. En la segunda mitad del siglo XX, el petróleo se incorporó como fuente energética y, hacia finales de ese período, el gas natural incrementó su contribución de manera contundente, consolidando así la era de la energía fósil. Al respecto, a fines del siglo pasado las fuentes fósiles aportaban el 80 por ciento de la oferta global de energía.

Desde la Revolución Industrial, el mundo ha asistido a un crecimiento económico exponencial que se explica en parte por la expansión de las fuentes energéticas. Pero este proceso también ha dejado pasivos que comprometen la sostenibilidad del planeta. Desde 1850, debido a la actividad humana se han emitido 2.351 gigatoneladas de CO₂ (GtCO₂), de las que casi el 70 por ciento provinieron de actividades intensivas en el uso de combustibles fósiles. De esas emisiones, el mundo desarrollado ha sido responsable del 45 por ciento, mientras que América Latina y el Caribe solo ha contribuido con el 11 por ciento. Ese crecimiento representa, a su vez, una profunda incompatibilidad con el mantenimiento de la temperatura global en niveles viables para la vida. En ese marco, se vuelve imperativo y urgente garantizar una transición energética que sea justa y para todos.

Esta nueva transición energética tiene ingredientes específicos bien claros. El crecimiento de la importancia de la electricidad a partir de fuentes solares y eólicas es uno, pero no el único. Los combustibles seguirán teniendo un rol importante y eso demandará variables que sean más limpias. En el proceso, el gas tiene la capacidad de desempeñar un papel fundamental como combustible durante la transición, ya que puede sustituir al carbón y el petróleo para reducir de manera importante las emisiones de gases de efecto invernadero. En el largo plazo, sin embargo, la penetración de combustibles de bajas o nulas emisiones, como es el hidrógeno verde, se convierte en una necesidad imperiosa. Desde el punto de vista de la demanda, la eficiencia y el ahorro energético constituye además un pilar indispensable en la ruta hacia la descarbonización.

A pesar de estos puntos comunes, cada país experimentará la transición energética en función de sus propias circunstancias. De allí la importancia de tener una mirada que sea propia de América Latina y el Caribe, y que tenga en cuenta las necesidades, desafíos y el rol que cada uno juega en el concierto regional y global. La transición energética deberá ser justa, favorecer un crecimiento económico vigoroso e inclusivo, y colaborar a cerrar las brechas de ingreso per cápita respecto al mundo desarrollado, así como a reducir la desigualdad y la pobreza.

En paralelo, esta nueva transición energética supone oportunidades para la región. Por un lado, América Latina y el Caribe tiene un amplísimo potencial de generación de electricidad verde. Ya es conocida su gran capacidad hídrica, pero el potencial se verifica también para la generación eólica y solar. Por el otro, cuenta con amplias reservas de minerales esenciales para la transición energética como el litio y el cobre. Con este potencial, con recursos financieros suficientes y políticas públicas apropiadas, la región tiene la oportunidad no solo de avanzar hacia su desarrollo integral, sino también de contribuir a solucionar la necesidad de energía limpia que demanda la sostenibilidad del planeta.

En CAF -banco de desarrollo de América Latina y el Caribe estamos comprometidos con el desarrollo sostenible de los países de la región. Ese compromiso se manifiesta tanto en el aporte de recursos financieros como en nuestra agenda de conocimiento, que promueve la discusión rigurosa sobre las políticas públicas necesarias para promover el desarrollo integral de la región.

Este Reporte de Economía y Desarrollo es precisamente un instrumento esencial para promover ese diálogo, en tanto analiza las políticas, herramientas y medidas necesarias para que los países de América Latina y el Caribe avancen en una transición energética justa, de acuerdo con sus realidades y sin descuidar sus otros objetivos de desarrollo. Nuestra tarea como organismo multilateral es y seguirá siendo acompañarlos y apoyarlos en ese camino. Agradezco a todos los funcionarios de CAF que contribuyeron con de este reporte y, en particular, a la Dirección de Investigaciones Socioeconómicas y la Gerencia de Conocimiento. Va también mi reconocimiento a los colaboradores externos y a los grupos de expertos que, desde los gobiernos, la academia, los organismos multilaterales y la sociedad civil, enriquecieron con su conocimiento y sugerencias esta publicación.

Christian Asinelli

Vicepresidente Corporativo de Programación Estratégica
de CAF —banco de desarrollo de América Latina y el Caribe



Una nueva transición energética: rasgos, desafíos y perspectivas desde América Latina y el Caribe

- El calentamiento global y la necesidad de una nueva transición energética

- Los problemas del desarrollo pendientes en América Latina y el Caribe

- Perfil de emisiones y compromisos adquiridos

- Pilares y desafíos de la transición energética

- Recursos energéticos de América Latina y el Caribe



Mensajes clave

1

La sostenibilidad medioambiental necesita una nueva transición energética de los combustibles fósiles a las fuentes renovables. El consumo de energía es el principal responsable de las emisiones de gases de efecto invernadero y, a los ritmos actuales de emisiones, quedan tan solo 9 años para limitar el crecimiento de la temperatura a 1,5 °C con relación a los niveles preindustriales.

2

La nueva transición energética tiene una motivación medioambiental, pero en ella también operan incentivos económicos. Actualmente, la generación eólica y solar es económicamente competitiva y esta característica seguirá mejorando. Otros motores del cambio podrán ser los costos del comercio internacional o la necesidad de adaptar el capital a los nuevos estándares de producción global.

3

La nueva transición energética va más allá de la sustitución de fuentes fósiles por energía solar y eólica. Implica también un crecimiento de la importancia de la electricidad, un incremento transversal en la eficiencia energética, el desarrollo y penetración de combustibles de bajo o nulo contenido de carbono, así como de tecnologías de captura y almacenamiento de carbono.

4

La transición energética deberá sortear algunos obstáculos. Uno de ellos es que la oferta de ciertos minerales clave no responda a la velocidad con la que crezca la demanda. Otra fuente potencial de tensión es la existencia de importantes activos creados para el uso de combustibles fósiles que corren el riesgo de perder valor.

5

Los países de la región han mostrado su compromiso con el medio ambiente, declarando, en promedio, una reducción de las emisiones de GEI de alrededor del 11 % para el año 2030 en relación con sus valores de 2020. Esta disminución de las emisiones tiene implícito un esfuerzo de mitigación importante al considerar el crecimiento poblacional esperado y la necesidad de iniciar un proceso de convergencia de los niveles de ingreso por habitante con el de los países desarrollados.

6

Cada país experimentará la transición energética a su propio ritmo en función de su realidad. En la región hay que tener presente la pobreza y la abundancia de empresas poco dinámicas, circunstancias que pueden limitar la adopción de capital y de prácticas energéticas limpias, bien por limitaciones financieras, bien por priorizar otros temas sobre los medioambientales. Por otra parte, los precios de la energía en algunos países de la región no internalizan plenamente los costos ambientales, lo que también puede desincentivar la eficiencia y descarbonización energética.

7

La nueva transición energética trae oportunidades para América Latina y el Caribe, donde existen ventajas para generar energía limpia y atraer inversión extranjera (*powershoring*). La abundancia de minerales clave es otra condición favorable. Para aprovechar estas oportunidades se requieren instituciones adecuadas, una tarea pendiente en muchos países de la región.

8

La nueva transición energética debe abordarse de manera integral y desde una perspectiva de desarrollo sostenible que atienda a un triple desafío: reducir la desigualdad y la pobreza, cerrar la brecha de ingresos respecto al mundo desarrollado y proteger el medio ambiente. Para ello, los países deberán manejar un abanico de políticas que trasciende el ámbito puramente energético.

Una nueva transición energética: rasgos, desafíos y perspectivas desde América Latina y el Caribe¹

Introducción

Desde 1850, la actividad humana ha causado la emisión de más de 2.300 gigatoneladas de dióxido de carbono (CO₂). Más del 68 % de esas emisiones provinieron del uso de energía generada por fuentes fósiles. A los ritmos actuales de emisiones, quedan un poco más de 28 años para limitar el incremento de la temperatura en 2 grados Celsius (°C) con respecto a la era preindustrial y apenas 9 años para el umbral de 1,5 °C. Las metas ambientales globales precisan, por lo tanto, una transición energética que contribuya a reducir las emisiones.

Los procesos de transición energética no son nuevos. La energía es un insumo fundamental para el desarrollo de la actividad humana y, por ello, desde el principio de los tiempos, el ser humano ha buscado las formas más eficientes de obtener energía. Una de las primeras grandes transiciones energéticas fue la introducción del carbón, que permitió el desarrollo del motor a vapor y contribuyó a la primera revolución industrial. En el siglo XX, el petróleo primero y luego

el gas natural fueron reemplazando al carbón en los procesos productivos y el uso de los hogares. En estos casos, la transición se debió a motivos meramente económicos y tecnológicos, es decir, por la aparición de fuentes alternativas más eficientes que desplazaban o sustituían, al menos parcialmente, a la fuente energética predominante hasta ese momento.

Una característica distintiva de la actual transición energética es que está enmarcada en el contexto de una preocupación medioambiental que ha llevado a que la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) se plantee como un objetivo fundamental de las políticas públicas. Eso no significa que la motivación medioambiental sea el único motor; en efecto, con el abaratamiento que ya ha ocurrido de las tecnologías solar y eólica, se espera que la penetración de estas fuentes renovables ocurra aún en escenarios donde la consideración ambiental no sea la prioridad.

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

Este capítulo presenta una visión panorámica de la transición energética, destacando la necesidad de tener una perspectiva desde América Latina y el Caribe. En una primera parte se discuten los pilares y desafíos mundiales de la transición energética,

para, posteriormente, concentrarse en la situación regional. Se destaca la necesidad de que la transición ocurra en un contexto que promueva a la vez el crecimiento económico y el desarrollo social de los países latinoamericanos y caribeños.

La transición energética de las fuentes renovables: rasgos esenciales

Una transición energética implica un cambio estructural en las fuentes de energía empleadas para satisfacer la demanda. La humanidad ha experimentado varias transiciones energéticas a lo largo de su historia. En el siglo XIX, por ejemplo, ocurrió la sustitución de biomasa, fundamentalmente madera, por carbón. Posteriormente, en la segunda mitad del siglo XX, se evidenció el surgimiento del petróleo como fuente protagónica. Durante los últimos años del siglo pasado, el gas natural incrementó de manera importante su contribución, consolidando la era de la energía fósil. Según datos de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), a finales de la década de los noventa, las fuentes fósiles aportaban el 80 % de la oferta global de energía, de las cuales el 23 %

provenía del carbón, el 36 %, del petróleo y el 21 %, del gas natural.

Una nueva transición energética está en pleno desarrollo. Esta tiene como uno de sus ejes el incremento considerable de la participación de las fuentes renovables no convencionales, tales como la energía solar y eólica. Los rasgos esenciales de esta nueva transición energética se examinan a continuación.



A finales del siglo XX, las fuentes fósiles aportaban el 80 % de la oferta global de energía

Preocupación medioambiental

Los procesos complejos suelen tener diferentes motores y esta transición energética no es la excepción. Una característica distintiva de esta nueva transición es que está enmarcada en el contexto de una preocupación medioambiental que ha llevado a que la reducción de emisiones de GEI se plantee como un objetivo de las políticas públicas al más alto nivel. Eso no significa que la motivación medioambiental sea el único motor, pero sí uno importante, al menos en su fase inicial.

La preocupación medioambiental está bien fundada. La temperatura media de la superficie terrestre durante la década de 2011-2020 fue 1,1 °C más alta que en la época preindustrial (1850-1900). Los efectos de este calentamiento ya se han empezado a sentir, incrementándose, por ejemplo, la frecuencia y severidad de eventos climáticos extremos, con costos económicos y sociales

importantes. No obstante, lo más grave puede estar por venir si no se toman las medidas necesarias. Un incremento continuo de la temperatura terrestre hace inviable la sostenibilidad del planeta. Especial atención se ha prestado al umbral de 2 °C, considerado por los científicos como una suerte de punto de no retorno (*tipping points*) a partir del cual existen altos riesgos de daños masivos e irreversibles a escala mundial.

La evidencia científica apunta a que este calentamiento global tiene su origen en las emisiones de GEI de origen antropogénico, las cuales provienen, de manera muy importante, del consumo de energía de fuentes fósiles. Desde 1850, debido a la actividad humana, se han emitido 2.351 gigatoneladas de CO₂ (GtCO₂), de las cuales más del 68 % provinieron de actividades intensivas en el uso de combustibles fósiles (Brassiolo et al., 2023).



Desde 1850, debido a la acción humana, se han emitido 2.351 gigatoneladas de CO₂ (GtCO₂), de las cuales más del 68 % provinieron de actividades intensivas en el uso de combustibles fósiles

Ciertamente, el mundo desarrollado ha tenido una mayor responsabilidad en estas emisiones históricas, puesto que ha contribuido con el 45 % de las mismas. En contraste, América Latina y el Caribe explica solo el 11 %². Estas diferencias en el origen de las emisiones coexisten además con notables disparidades en los niveles de ingresos por habitante entre países. Para cerrar estas brechas, es preciso que el mundo en desarrollo y América Latina y el Caribe, en particular, crezca más rápido que los países desarrollados, lo cual impone un desafío en un contexto en el que se busca la reducción de emisiones de GEI. Si bien esto es relevante a la hora de introducir elementos de justicia en las responsabilidades vinculadas a la reducción de las emisiones, no exime a ningún país o región de realizar los esfuerzos necesarios para mantener la temperatura global en niveles apropiados³.

Este panorama apremiante ha logrado un importante consenso de carácter mundial en torno a la necesidad de reducir considerablemente las emisiones de GEI, especialmente las originadas en el consumo de energía⁴. En otras palabras, existe un consenso sobre la necesidad de promover de manera acelerada una nueva transición energética a nivel global.

El hito reciente más destacable de esta cruzada por la protección del medio ambiente es el Acuerdo de París, firmado por los Estados parte de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático

(CMNUCC). Dicho acuerdo plantea como objetivo central “mantener el aumento de la temperatura media mundial muy por debajo de 2 °C con respecto a los niveles preindustriales, y proseguir los esfuerzos para limitar ese aumento de la temperatura a 1,5°C con respecto a los niveles preindustriales” (Naciones Unidas, 2015, punto 1.a del art. 2). Estas metas imponen un tope de emisiones de GEI equivalente a un poco más de 28 años (al ritmo de 2019) para limitar el incremento de la temperatura a 2 °C y apenas 9 años para llegar al umbral de 1,5 °C (Brassiolo et al., 2023).



Al ritmo de emisiones registrado en 2019, quedan poco más de 28 años para limitar el incremento de la temperatura a 2 °C y apenas 9 años para cruzar el umbral de 1,5 °C

Con respecto a la ventana de tiempo de estos esfuerzos y las consideraciones de desarrollo integral, el Acuerdo señala:

[...] las Partes se proponen lograr que las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero alcancen su punto máximo lo antes posible, teniendo presente que las Partes que son países en desarrollo tardarán más en lograrlo, y a partir de ese momento reducir rápidamente las emisiones de gases de efecto invernadero, de conformidad con la mejor información científica disponible, para alcanzar un equilibrio entre las emisiones antropógenas por las fuentes y la absorción antropógena por los sumideros en la segunda mitad del siglo, sobre la base de la equidad y en el contexto del desarrollo sostenible y de los esfuerzos por erradicar la pobreza (Naciones Unidas, 2015, punto 1.a del art. 4).

2 Las emisiones globales de GEI de origen antropogénico alcanzaron un máximo histórico de 59 GtCO₂ equivalentes en 2019, de los cuales alrededor del 10 % tuvieron su origen en América Latina y el Caribe. La mayor parte de las emisiones provino de los países en desarrollo de Asia y el Pacífico (el 44 % del total) y de los países desarrollados (23 % del total). Los tres mayores contribuyentes a las emisiones totales en 2019 fueron China (14,2 GtCO₂eq), Estados Unidos (6,2 GtCO₂eq) e India (3,8 GtCO₂eq), que en conjunto generaron el 42 % de las emisiones globales de ese año (Brassiolo et al., 2023).

3 Como se destaca en el capítulo 4 del Reporte Economía y Desarrollo (RED) de 2023 (Brassiolo et al., 2023), el principio de responsabilidades comunes pero diferenciadas (CBDR, por sus siglas en inglés), formalizado en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC), establece que todos los países tienen responsabilidad ante los desafíos del cambio climático, pero no todos tienen igual responsabilidad. En ese sentido, es de esperar que los países industrializados asuman mayores obligaciones en la mitigación. Sin embargo, una reducción exclusiva de los países desarrollados sería insuficiente, dado que el 75 % de las emisiones actuales vienen de países de ingresos medios y bajos, entre las cuales está el 10 % generado en América Latina y el Caribe.

4 Como se verá más adelante, las emisiones provenientes del sector agropecuario, la silvicultura y otros usos de la tierra (ASOUT) son importantes en algunos países de la región. Por lo tanto, estos también tienen el desafío de reducir sus emisiones no energéticas.

Bajo el Acuerdo de París, cada país se compromete a establecer, en función de sus circunstancias y capacidades, metas para reducir las emisiones de GEI (metas de mitigación) y adaptarse a los impactos producidos por el cambio climático (metas de adaptación), así como definir las medidas y acciones para alcanzar

esos objetivos. Estos compromisos se describen en las contribuciones determinadas a nivel nacional (CDN). Si bien el Acuerdo de París representa un hito muy importante en el compromiso global de reducir las emisiones de GEI no está exento de desafíos (ver el recuadro 1.1).

Recuadro 1.1

Acuerdo de París: logros y desafíos

El Acuerdo de París constituye un importante avance para dar una respuesta mancomunada a la crisis climática. Su principal logro ha sido la gran adhesión, al conseguir que casi todos los países hayan participado y propuesto contribuciones nacionales. A la fecha, 196 países se han adherido a ese tratado, de los cuales 33 son de América Latina y el Caribe^a.

Su modelo de gobernanza, en el que los países proponen sus propios compromisos con autonomía y flexibilidad, ha favorecido esta gran adhesión. Sin embargo, también tiene implícitas debilidades asociadas a la falta de una visión centralizada del problema y a la ausencia de mecanismos que garanticen el cumplimiento de los compromisos.

La falta de visión centralizada entra en discordancia con el hecho de que, para lograr los objetivos del Acuerdo de París, los esfuerzos de mitigación deben ser globales. En ese sentido, no hay garantía de que las metas nacionales en conjunto sean suficientes para alcanzar la meta global.

La revisión de las CDN más recientes señala que América Latina y el Caribe se compromete para 2030 con una reducción de alrededor del 11 % en sus emisiones con relación a 2020. Esta reducción es superior a la obtenida a nivel global (inferior al 1 %), pero menor que las implícitas para América del Norte o la Unión Europea, de más del 37 % y el 29 %, respectivamente (ver el cuadro 1.3). Desafortunadamente, según el Climate Action Tracker, a la fecha de escribir este capítulo, solo 4 de las 40 jurisdicciones estudiadas, proponían emisiones para 2030 que reflejaran un esfuerzo compatible con la meta de limitar el calentamiento a 1,5 °C^b (Climate Analytics y NewClimate Institute, 2022). Más aún, la obligación de los países miembros se limita al reporte del compromiso y a cumplir ciertos requisitos de información y transparencia, pero no existen mecanismos formales sancionatorios en caso de incumplimiento de los compromisos asumidos.

Por otra parte, la definición de las emisiones a nivel de país podría originar ineficiencias en ausencia de un mercado de carbono. En general, las estrategias individuales no coinciden con la estrategia óptima a una escala más agregada. El comercio de energía y las posibilidades de definir metas a escala regional podría resultar en una mejor especialización internacional de la producción y la asignación, en términos de donde se produce la energía (en el apéndice del capítulo disponible en línea, se muestra un sencillo ejemplo de tres países hipotéticos para ilustrar este punto). El desarrollo de un mercado de carbono también contribuiría favorablemente en ese sentido.

Finalmente, una debilidad del Acuerdo es que no constituye una instancia para una discusión explícita y concreta sobre la distribución a nivel mundial del esfuerzo de reducción de emisiones, asunto por demás difícil de atacar de manera absoluta.

a. Asimismo, según la edición más reciente de Net Zero Tracker (una plataforma que monitorea el cumplimiento de los compromisos), 150 países plantean el objetivo de cero emisiones netas a largo plazo. Estos países representan en conjunto el 92 % del producto, el 88 % de las emisiones y el 89 % de la población (Lang et al., 2023).

b. Los cuatro países eran Bután, Filipinas, Noruega y Reino Unido.





La preocupación medioambiental ha sido el motor original de la transición energética, pero esto no significa que el progreso tecnológico no esté jugando un papel primordial

Que la preocupación medioambiental haya sido el motor original de la transición energética, no significa que el progreso tecnológico —motivación usual de los fenómenos transformacionales de la economía— no esté jugando un rol primordial y creciente de cara al futuro.

En este frente, ha habido indudablemente un destacable progreso. Quizás el ejemplo más notable

es el considerable abaratamiento de la generación eléctrica a partir de fuentes renovables no convencionales, especialmente la solar. En 2009, el costo nivelado de la generación de electricidad a partir de paneles solares era de 359 dólares (USD) por megavatio por hora (MWh); en contraste, el de una planta eléctrica basada en el carbón era de USD 111 por MWh. Diez años más tarde, los números son de USD 40 y USD 109 respectivamente⁵. En una década, la fuente solar pasó de ser una de las más costosas a convertirse en la más barata. Ello introduce un incentivo económico para la incorporación de fuentes renovables en la generación eléctrica. Como se verá más adelante, aun en los escenarios en los que la consideración ambiental no sea una prioridad, se espera una importante penetración de las fuentes eólica y solar por razones de costo económico.

Pilares de la transición energética

Los escenarios globales de transición energética son un tema al que se ha prestado particular atención, siendo las proyecciones de la AIE unas de las más comúnmente referidas⁶. Esta institución plantea tres escenarios. El primero de ellos es el escenario de “políticas actuales” que, como su nombre indica, se basa en las políticas de gobierno actualmente implementadas o en desarrollo (y no en los compromisos asumidos según las CDN). El segundo escenario es el de “compromisos anunciados”, bajo el cual se asume que todos los objetivos declarados por los gobiernos se cumplen por completo y en los plazos previstos, aun cuando actualmente no existan políticas para alcanzarlos. Finalmente, el escenario de “cero emisiones netas en 2050” (CEN) establece la senda necesaria para lograr la estabilización del aumento de la temperatura mundial en 1,5 °C, así como el acceso universal a la electricidad y a sistemas modernos de energía para 2030.

En 2022 las emisiones globales se encontraban en torno a 37 GtCO₂. En el escenario de políticas actuales, decrecen a 35 GtCO₂ en 2030 y hasta 30 GtCO₂ en 2050. En el escenario de compromisos anunciados, las emisiones caen a 31 GtCO₂ en 2030 y luego a 12 GtCO₂ en 2050. Finalmente, en el escenario de CEN las emisiones caen a 24 GtCO₂ en 2030 y a neto cero en 2050 (AIE, 2023n).

¿Cómo se comporta la oferta de energía en cada uno de estos escenarios? El gráfico 1.1 muestra información al respecto, destacando tres aspectos.

En primer lugar, el escenario de CEN exige una reducción en la oferta global de energía, pasando desde 632 exajulios (EJ) en el año 2022 a 541 EJ en el año 2050. En contraste, en el escenario de las políticas actuales se mantiene el crecimiento histórico de producción de energía (hasta 725 EJ en 2050).

⁵ El costo nivelado de la energía se puede pensar como el precio promedio al cual debe venderse la electricidad generada por una planta a fin de recuperar sus costos totales (construcción y operación) durante su vida útil. Por supuesto, los costos asociados a la generación solar y eólica varían notablemente en función de factores ambientales, como, por ejemplo, la irradiación solar. Estos resultados representan valores promedio y no consideran costos asociados a enfrentar la intermitencia inherente a estas fuentes (ver el capítulo 4).

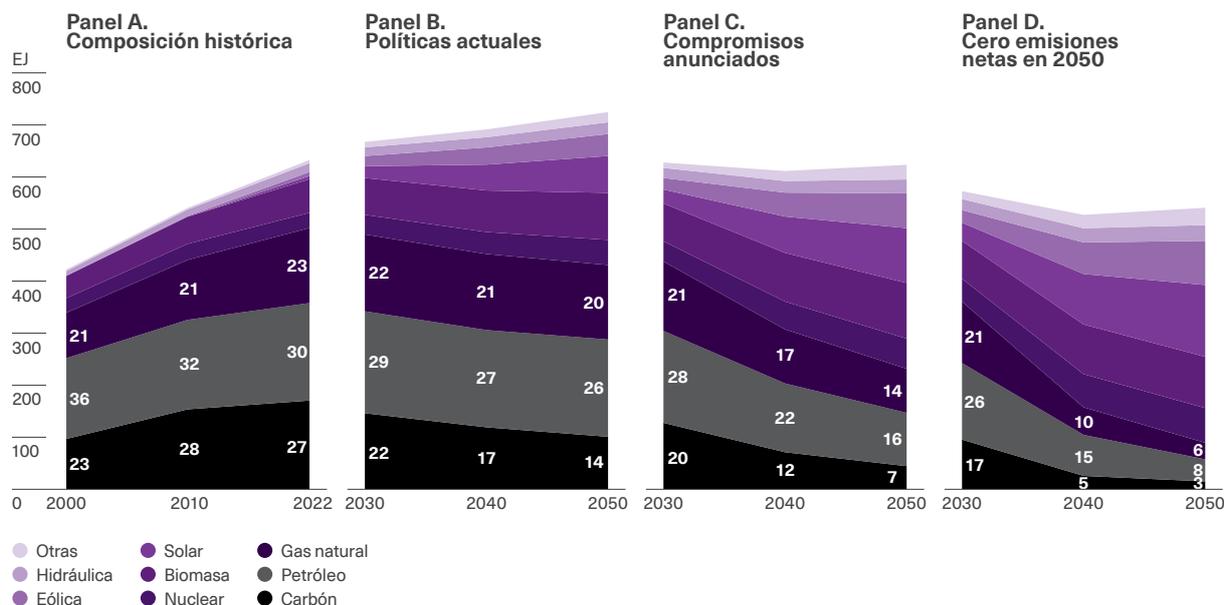
⁶ Es importante tener presente que estos escenarios no son pronósticos, sino marcos de referencia para articular acciones climáticas que, en conjunto, son consistentes con un objetivo climático, en este caso, el de cero emisiones netas. A su vez, esta referencia de cero emisiones es consistente con el objetivo del Acuerdo de París de mantener la temperatura por debajo de ciertos umbrales críticos (Fankhauser et al., 2022).

En segundo lugar, el escenario de CEN se caracteriza por una fuerte reducción en los niveles absolutos y relativos de las fuentes de energía fósil. No obstante, la producción de petróleo, gas e incluso carbón no desaparecen completamente. Específicamente, la contribución del carbón pasa del 27 % en 2022 (170 EJ) hasta el 3 % (15 EJ) en 2050; la del petróleo, del 30 % (187 EJ) al 8 % (42 EJ) y la del gas, del 23 % (145 EJ) al 6 % (32 EJ)⁷. La presencia de fuentes fósiles en 2050 en el escenario de CEN obedece, entre otras razones, a la intermitencia de las fuentes renovables no convencionales y a la existencia de sectores de difícil electrificación, como el transporte de carga pesada (ver el capítulo 8) y ciertas industrias, en especial aquellas que necesitan generar altas temperaturas en sus procesos productivos,

tales como la metalurgia (ver el capítulo 6). Esto pone de manifiesto la importancia del desarrollo de tecnologías de captura de carbono o la producción de hidrógeno de bajas emisiones, que puede jugar un rol a la hora de satisfacer las demandas energéticas de industrias y procesos de difícil electrificación.

● ●
El escenario de cero emisiones para 2050 se caracteriza por una fuerte caída de los niveles absolutos y relativos de las fuentes de energía fósil. No obstante, la producción de petróleo, gas e incluso carbón no desaparecen completamente

Gráfico 1.1
 Oferta total de energía en el mundo según la fuente



Nota: El escenario de políticas actuales muestra la trayectoria de la oferta que dichas políticas implican. El escenario de compromisos anunciados asume que todos los objetivos declarados por los gobiernos se cumplen por completo y en los plazos previstos, incluyendo sus objetivos de acceso a la energía y de cero emisiones a largo plazo. El escenario de cero emisiones netas en 2050 traza el camino a seguir para lograr la estabilización del aumento de la temperatura mundial en 1,5 °C y el acceso universal a la electricidad y a sistemas modernos de energía para 2030. Las etiquetas señalan la participación con relación al total en el año de cambio de década. La categoría biomasa incluye el uso tradicional de la biomasa y la biomasa para biocombustibles sostenibles. La participación de la primera de estas subcategorías se reduce del 4% en 2022 al 0% en 2050, bajo el escenario de cero emisiones netas, mientras que la segunda subcategoría aumenta su contribución del 7% al 18% entre 2022 y 2050 en el mismo escenario.

Fuente: Elaboración propia con base en AIE (2021f, 2023x).

7 En el escenario de políticas actuales, también cae (levemente) la participación de las fuentes fósiles, pero no la producción en términos absolutos de petróleo y gas, que incluso aumenta entre 2020 y 2050 (de 173 EJ a 197 EJ y de 137 EJ a 149 EJ, respectivamente).

Finalmente, el escenario de CEN se caracteriza por un crecimiento importante de la contribución de las fuentes renovables no convencionales, fundamentalmente la solar y la eólica. La energía solar pasa de explicar el 1 % (7 EJ) de la producción en 2022 al 26 % (138 EJ) en 2050, mientras que la eólica pasa del 1 % (8 EJ) al 16 % (84 EJ). La penetración de la energía solar y eólica ocurre también en el escenario de políticas actuales, pero a una tasa considerablemente menor, llegando a explicar en conjunto, el 16 % de la producción de 2050 bajo este escenario.

La mayor generación de energía mediante estas fuentes renovables, dada su intermitencia, requiere un crecimiento de la capacidad de almacenamiento. Si bien el almacenamiento de electricidad en baterías se ha acelerado notablemente en los últimos años (panel

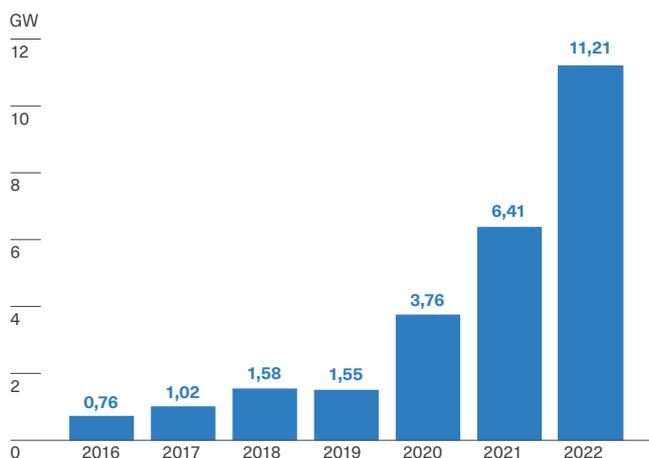
A del gráfico 1.2), aún se encuentra lejos de alcanzar los niveles necesarios para garantizar la seguridad en el suministro de energía, especialmente en la senda del escenario de CEN con una amplia penetración de las fuentes solar y eólica. En efecto, bajo el escenario de CEN, se espera que en 2030 la capacidad global de baterías a gran escala alcance los 1.000 gigavatios (GW), 23 veces más que la capacidad actual (45 GW) (ver el panel B del gráfico 1.2).

La nueva transición energética implica mucho más que la sustitución de fuentes fósiles por energía solar y eólica. El gráfico 1.3 presta atención a otros cuatro pilares: la electrificación; la eficiencia energética y cambios conductuales; el desarrollo de combustibles con emisiones bajas o nulas; y el desarrollo de tecnologías de captura y almacenamiento de carbono⁸.

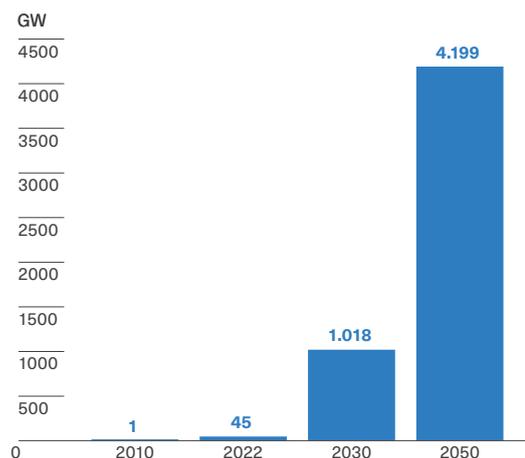
Gráfico 1.2

Crecimiento de la capacidad global de almacenamiento de baterías y niveles previstos en el escenario de cero emisiones netas

Panel A.
Aumento anual en la capacidad de almacenamiento de las baterías



Panel B.
Capacidad de almacenamiento en baterías



Fuente: Elaboración propia con base en AIE (2023b, 2023n).

⁸ También se espera que la energía nuclear desempeñe un rol en la transición energética. Como se ve en el escenario de CEN, la importancia de esta fuente más que se duplica con relación a su valor en 2020. En el caso de la región, no obstante, su relevancia será más limitada.



La nueva transición energética se sustenta en estos pilares: sustitución de fuentes fósiles por energía de bajas emisiones; electrificación; eficiencia energética y cambios conductuales; desarrollo de combustibles de bajas emisiones; y desarrollo de tecnologías de CAC

La importancia de la electricidad crece con la transición energética. Hoy, la electricidad cubre aproximadamente un 20 % de la demanda de energía; con el escenario de cero emisiones netas, se espera que para 2050 la electricidad cubra el 53 % (183 EJ). Obviamente, la electrificación por sí sola no reducirá las emisiones en la medida que buena parte de este tipo de energía se genere a partir de fuentes fósiles. En el escenario de CEN, se espera que el 71 % de la electricidad se base en las fuentes solar y eólica (130 EJ) y el 11 % en la hidráulica (20 EJ); en contraste, apenas alrededor del 1 % de la electricidad provendría de fuentes fósiles. Esta electrificación verde supone desafíos importantes (ver el capítulo 5)⁹.

La eficiencia energética y un cambio conductual en los consumidores es otro componente clave de esta transición. Como se ha visto, el escenario de cero emisiones netas implica una disminución en la oferta de energía. Para no comprometer el crecimiento económico, es necesario reducir los requerimientos de energía por unidad de producto, término conocido como intensidad energética. Según el escenario de CEN, para 2050, la intensidad energética del sector productor de energía será un tercio de su valor actual; la del sector del transporte, la mitad; la de la industria, un 44 % menos, y la de la construcción, un 38 % inferior¹⁰ (ver el panel B del gráfico 1.3).

Como se vio anteriormente, las fuentes fósiles no desaparecen por completo en el escenario de cero emisiones netas. Ello implica disponer de tecnología para la captura, uso y almacenamiento de carbono (CUAC). En efecto, se estima que para 2050 se capturen alrededor de 6 GtCO₂ a nivel mundial, el 62 % de las cuales provendrían del uso de combustibles fósiles y procesos industriales (ver el panel C del gráfico 1.3).

Finalmente, el desarrollo y penetración de nuevos combustibles, como el hidrógeno de bajas emisiones y los biocombustibles, desempeñará un rol importante en la senda hacia un mundo de cero emisiones netas. Se espera, por ejemplo, que el consumo de hidrógeno se cuadruple (de 95 millones de toneladas en 2022 a más de 400 millones en 2050). También se espera que este represente, en el escenario de cero emisiones netas, el 96 % de la demanda total de hidrógeno en 2050, al extenderse a nuevas aplicaciones, con importante presencia en el transporte y en la generación eléctrica.

Todos estos pilares tendrán un papel cuantitativamente importante en la reducción de emisiones hacia el escenario de CEN, tal y como se resume en el gráfico 1.4. En él se muestra la contribución de estos pilares en lo que respecta a dichas reducciones en dos escenarios distintos: el escenario de cero emisiones de la AIE, al que se ha estado haciendo referencia en este apartado, y el escenario de cero emisiones de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, por sus siglas en inglés). Las similitudes entre ambos son evidentes¹¹.

9 El uso de electricidad está fuertemente concentrado en la producción de hidrógeno (28 %) y en industrias, tanto pesadas (26 %) como livianas (20 %). Por su parte, el transporte liviano representará en 2050 un 9 % del consumo de electricidad y el pesado, un 6 %. En términos del nivel de importancia de la electricidad como fuente de energía, destaca el caso de los vehículos livianos, sector en el cual el 77 % del consumo de energía provendrá de la electricidad. Estos valores se refieren al escenario de CEN para 2050.

10 Como se verá en el capítulo 2, esta razón energía/producto a nivel agregado no solo se asocia con la eficiencia energética en cada uno de los sectores, sino también con la estructura económica.

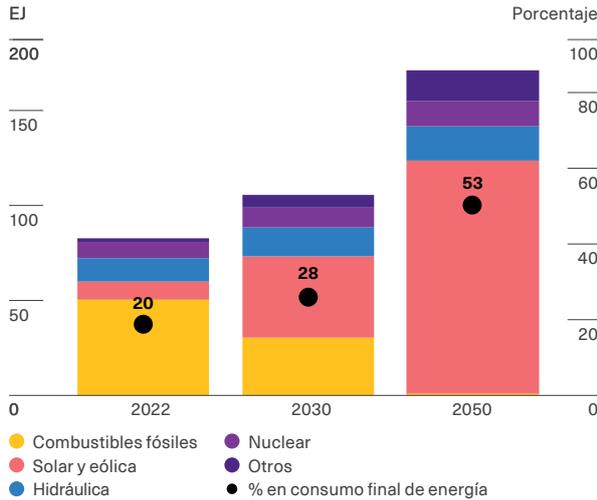
11 Existen otros escenarios que pueden poner mayor o menor fuerza a estos diferentes pilares, pero en todos los casos son elementos constitutivos clave de una estrategia de transición energética. Por ejemplo, el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés) considera un total de 90 escenarios con al menos un 50 % de probabilidad de limitar el crecimiento de la temperatura en relación con la era preindustrial en 1,5 °C para 2100. La AIE (2021g) compara estos escenarios con el de cero emisiones en términos de la importancia de estos pilares.

Gráfico 1.3

Pilares de la transición energética más allá de la penetración de las renovables

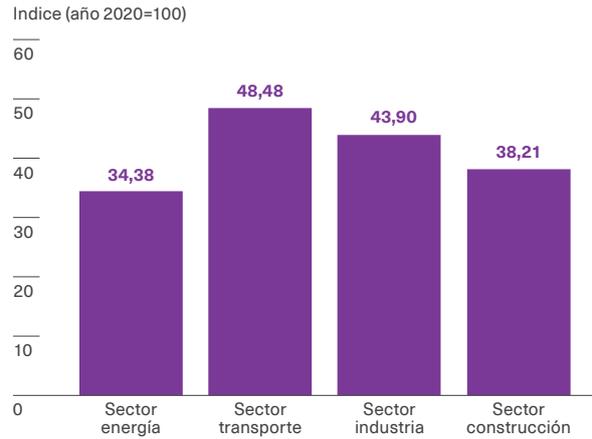
Panel A. Electrificación

Consumo final de electricidad en el escenario de cero emisiones netas en 2050



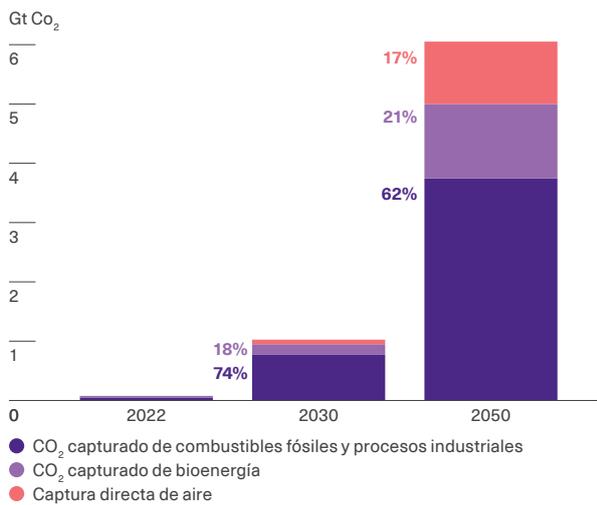
Panel B. Eficiencia

Intensidad energética: ratio 2050 vs 2020 en el escenario de cero emisiones netas



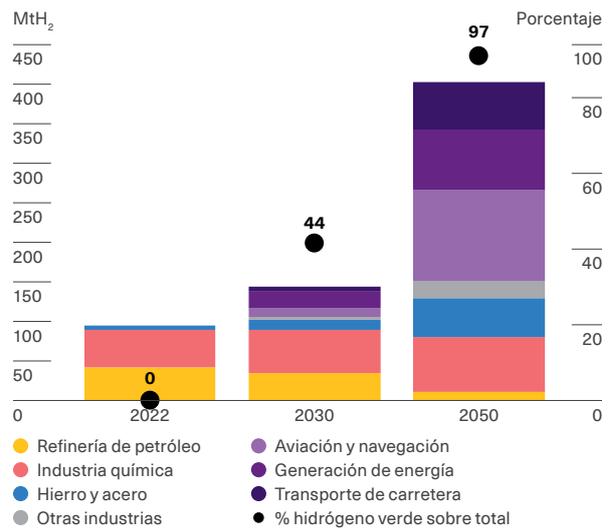
Panel C. Captura

CO₂ capturado a nivel mundial en el escenario de cero emisiones netas en 2050



Panel D. Hidrógeno verde

Uso de hidrógeno en el escenario de cero emisiones netas en 2050



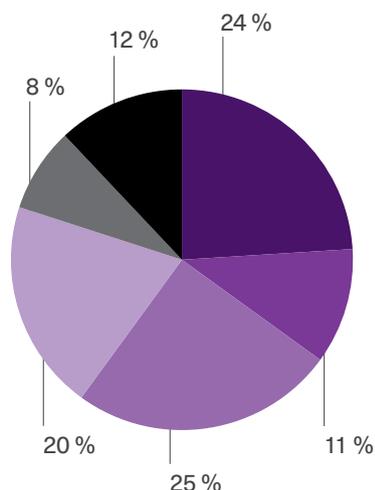
Nota: El gráfico presenta los principales pilares de la transición energética. El panel A muestra, para el escenario de CEN, la electricidad consumida (medida en exajulios) por tipo de fuente empleada en su generación (en el eje izquierdo) y la participación de la electricidad en la demanda de energía (en el eje derecho). El panel B presenta la razón entre 2050 y 2020 de la intensidad energética por sector económico en el escenario de CEN: en el sector energético, la intensidad energética se mide como las unidades de energía consumidas por unidad de producto; en el sector del transporte, como la energía consumida por cada kilómetro vehicular; en la industria se mide como las unidades de energía por unidad de valor agregado, y, finalmente, en el sector de la construcción, como la energía consumida por metro cuadrado al año. El panel C exhibe la cantidad de CO₂ capturado (medido en gigatoneladas) en el escenario de CEN. Las etiquetas señalan la participación de cada fuente en el total de CO₂ capturado. Por último, el panel D muestra la demanda de hidrógeno (en millones de toneladas) por uso o aplicación en el escenario de CEN y la participación del hidrógeno verde sobre el total (en el eje derecho).

Fuente: Elaboración propia con base en AIE (2021f, 2023m, 2023n).

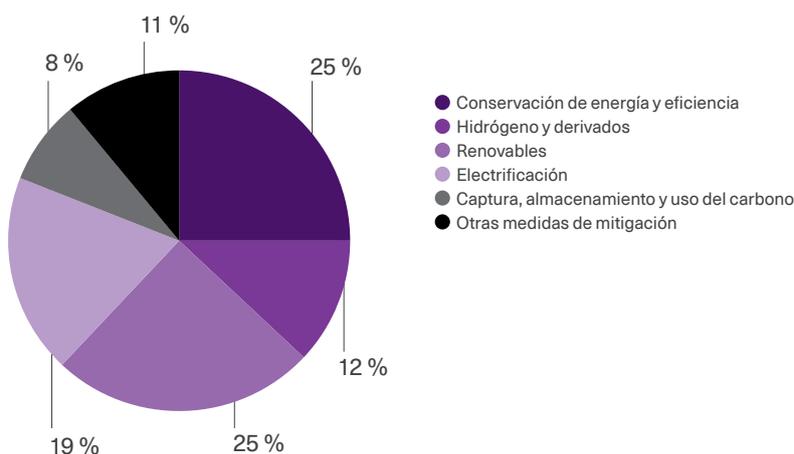
Gráfico 1.4

Contribución de los pilares a la reducción de las emisiones de CO₂ en el escenario de cero emisiones netas

Panel A.
Agencia Internacional de la Energía



Panel B.
Agencia Internacional de Energías Renovables



Nota: El gráfico muestra la contribución relativa de cada uno de los factores en la reducción de emisiones de dióxido de carbono bajo los escenarios de cero emisiones de la AIE y la IRENA. La categoría "renovables" se refiere al uso de energías renovables (eólica y solar) para la generación de energía y para usos directos en transporte y calefacción; "conservación de energía y eficiencia" incluye tanto cambios conductuales, que impliquen una menor demanda y consumo de energía, como cambios en los procesos productivos que incrementen la eficiencia energética; "hidrógeno y derivados" incluye combustibles sintéticos y de bajo contenido fósil, como los biocombustibles (en las estimaciones de la AIE, el hidrógeno representa el 4 % y la bioenergía, el 7 %, no estando desagregadas en el escenario de IRENA); "captura, almacenamiento y uso del carbono" se refiere al CO₂ capturado de combustibles fósiles y procesos industriales; "otras medidas de mitigación" se refiere, en el caso de la AIE, a otros cambios de combustibles y, en IRENA, a otras medidas de eliminación de carbono, tales como la captura directa del aire, el secuestro de carbono del suelo y el océano, la forestación o reforestación y la bioenergía con captura y almacenamiento de carbono (BECCS, por sus siglas en inglés).

Fuente: Elaboración propia con base en AIE (2023n) e IRENA (2023).

Algunos desafíos en la ruta hacia la descarbonización

Dependencia de un progreso tecnológico acelerado

La ruta hacia una reducción considerable de las emisiones de GEI de origen energético no está libre de desafíos. El primero tiene que ver con el ámbito tecnológico. Un progreso vigoroso en diversas

tecnologías es vital para asentar oportunamente los pilares de la transición energética. Si bien ya hay resultados alentadores en este frente, también es cierto que gran parte de la ruta hacia el escenario de CEN está montada sobre tecnologías en estado de desarrollo¹².

¹² Esto incluye no solo avances adicionales en la generación eléctrica a partir de fuentes renovables, sino también en las tecnologías de almacenamiento de energía; el desarrollo de tecnologías de captura y almacenamiento de carbono; el desarrollo y penetración del combustible de bajas emisiones en procesos productivos, así como mejoras de la eficiencia y la electrificación de los consumidores, entre otros.

En concreto, según la AIE, el 36 % de la reducción de emisiones hasta 2070 se espera que provengan de tecnologías que están actualmente en la fase de prototipo o demostración y hasta un 39 % de tecnologías que se encuentran en fase de adopción temprana. En contraste, solo el 20 % de la reducción de las emisiones procederían de tecnologías ya maduras (AIE, 2020c). La dependencia de tecnologías en desarrollo no solo atañe al sector productor de energía, sino también, de manera muy importante, a la industria, al transporte y, en menor medida, al sector residencial. El sector público desempeña un papel clave para promover este avance tecnológico, proveyendo fondos para apoyar actividades de investigación y desarrollo, facilitando la cooperación y coordinación entre diversos agentes, proporcionando infraestructura pública esencial, protegiendo la propiedad intelectual y mejorando los mercados financieros y la competencia en general, entre otros instrumentos.



Se espera que el 36 % de reducción de las emisiones hasta 2070 provengan de tecnologías actualmente en fase de prototipo o demostración y hasta un 39 % de tecnologías que están en fase de adopción temprana

Activos fósiles

Un segundo desafío importante se asocia con la existencia de activos naturales y físicos vinculados a la energía de origen fósil. Uno de estos activos son las mismas reservas de hidrocarburos, que, para muchos países de la región, han representado una importante fuente de ingresos fiscales y externos (ver el capítulo 9).

Más allá de estos activos naturales, gran parte de los activos físicos existentes están concebidos para operar a partir de energía de origen fósil. Plantas de generación de electricidad termoeléctrica fósil, fábricas para la producción de cemento y acero, refinerías de petróleo, plantas de despacho, ductos,

redes de distribución de gas natural, así como el grueso de la flota de transporte, son algunos de los ejemplos más relevantes.

Aun si no se invirtiera más en este tipo de infraestructura y de activos, el capital físico existente tiene horizontes de vida útil usualmente largos, por lo que generará emisiones durante décadas. Considerando los periodos de vida útil y el funcionamiento usual de esta infraestructura y bienes de capital, se espera que en los próximos 50 años se emitan alrededor de 750 GtCO₂. Para poner este número en perspectiva, estas emisiones son más del 30 % de las provocadas por el hombre desde 1850 (en torno a 2.350 GtCO₂) y representan más del 55 % de la estimación central de las emisiones del “presupuesto de carbono”¹³ para limitar el incremento de la temperatura a 2 °C (del orden de 1.350 GtCO₂).

Las plantas eléctricas a carbón existentes serían las responsables de alrededor del 44 % de esas emisiones, mientras que otras plantas de combustibles fósiles supondrían más de un 10 % adicional. Por su parte, la industria del acero y del cemento contribuirían con un poco más del 8 % cada una. Otras industrias (incluyendo la química) representarían un poco más del 9 %. Finalmente, el sector del transporte en su conjunto participaría con más de un 11 % y el residencial, con un poco más de 3 % (ver el gráfico 1.5).

Si bien la existencia de esta infraestructura impone desafíos para reducir las emisiones, hay algunas estrategias para reducir su impacto.

La primera de ellas es el retiro adelantado o el cambio de propósito de estos activos. En algún momento de su vida útil, este tipo de plantas podrían no ser económicamente rentables si necesitan inversiones importantes para mantenimiento, combinadas con el abaratamiento de las tecnologías más verdes o la imposición de ciertas regulaciones ambientales. También podría ocurrir que algunos de estos activos cambien su propósito; por ejemplo, emplear la infraestructura de distribución de gas para trasladar hidrógeno o reorientar las plantas térmicas más para resolver problemas de intermitencia de las fuentes renovables no convencionales que para ser el servicio de base.

¹³ Con este concepto, introducido por el IPCC, se designa a la cuota de emisiones que permitirían permanecer por debajo de una temperatura determinada.



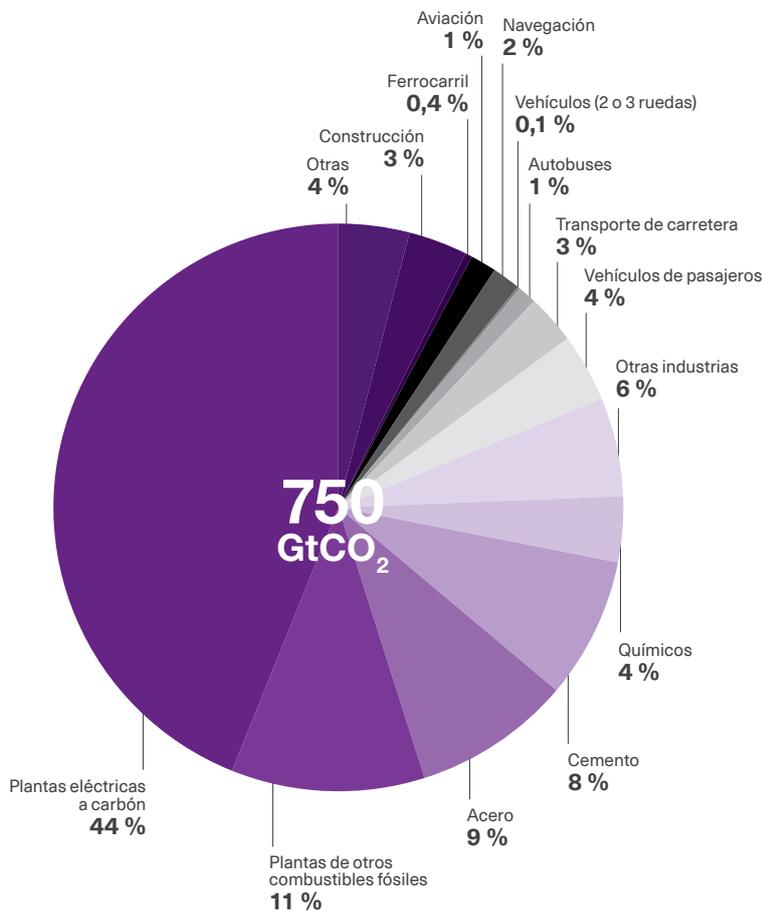
Una segunda estrategia es la modernización o adaptación; por ejemplo, dotando de aislamiento térmico a las edificaciones existentes. Dentro de esta estrategia se puede incluir la incorporación de tecnologías de captura, almacenamiento y uso de carbono, quizás una de la más prometedoras.

Finalmente, también se puede considerar el cambio o mezcla de combustibles. Con pequeñas

modificaciones o inversiones, es viable sustituir, en ciertos procesos y usos, combustible con alto contenido de CO₂ por otros combustibles o por mezclas de combustibles que tengan menos. El paso de vehículos de gasolina a gas es un ejemplo ya bastante común. Igualmente parece ser viable combinar biomasa en plantas a carbón o incorporar hidrógeno y biometano a la red de distribución de gas para reducir su contenido de carbono.

Gráfico 1.5

Emissiones globales de CO₂ entre 2019 y 2070 provenientes de la infraestructura y activos existentes por subsector



Fuente: Elaboración propia con base en AIE (2020c).

Minerales críticos

Un tercer desafío importante tiene que ver con la dependencia de los metales críticos. La electrificación de la economía y el desarrollo de tecnología para energías de baja emisión demandan importantes cantidades de ciertos minerales, tales como el cobre, el cobalto, el níquel y el litio. En efecto, se espera un incremento notable en la demanda de estos minerales en los próximos años. Por ejemplo, bajo el escenario de CEN, se estima que la demanda de litio para 2050 será más de 10 veces su valor en 2022 (fundamentalmente explicado por la necesidad de baterías para la electrificación del transporte). La demanda de los otros minerales también crecerá notablemente: la de cobalto se multiplicará por tres, la de níquel, por más de dos y la de cobre, por más de 1,5 (ver el gráfico 1.6).

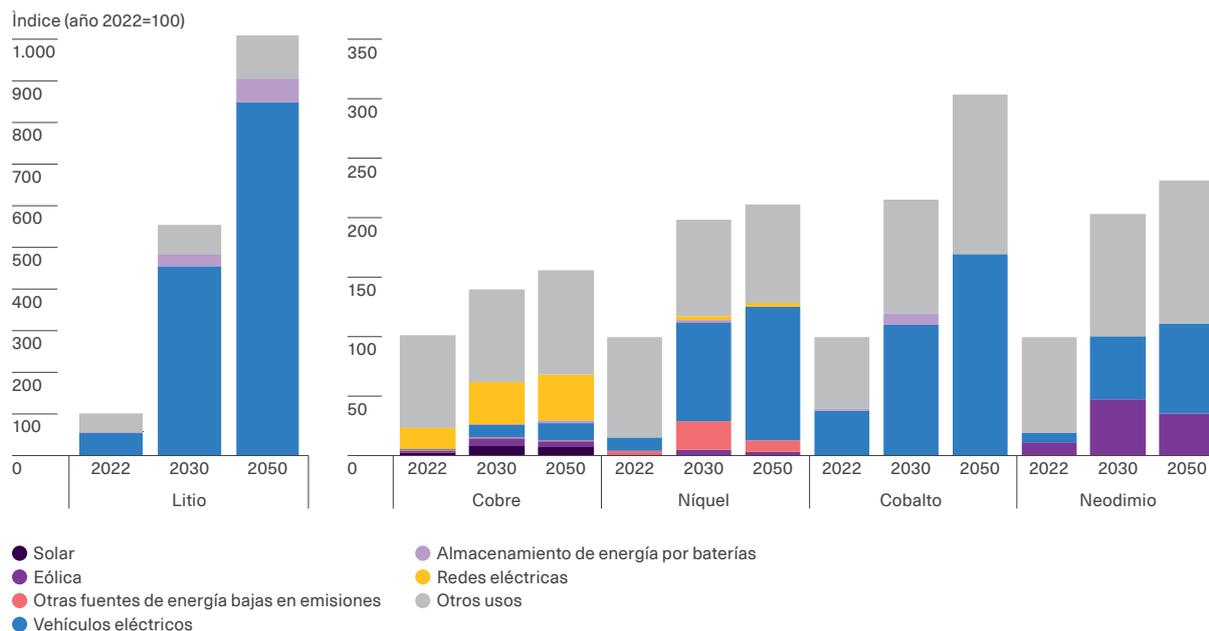


Algunos países de América Latina cuentan con importantes reservas de minerales críticos, por lo cual la transición energética es una oportunidad para integrarse a estas cadenas de valor

Algunos países de América Latina (por ejemplo, Argentina, Bolivia, Chile y Perú) cuentan con importantes reservas de estos minerales. La transición energética ofrece a esos países una oportunidad para integrarse en las cadenas de valor de la energía limpia e impulsar así su desarrollo económico (en el capítulo 10, se explora con más detalle esta oportunidad y las condiciones para aprovecharla).

Gráfico 1.6

Demanda de minerales críticos en el escenario de cero emisiones netas



Fuente: Elaboración propia con base en AIE (2023e).

No obstante, en la ruta de reducción acelerada de las emisiones, esta dependencia de ciertos minerales representa un potencial obstáculo si la oferta no responde a los requerimientos de la demanda. Las estimaciones señalan que, aunque la oferta de estos minerales luce suficiente para los requerimientos actuales, en el largo plazo —especialmente bajo los escenarios de fuerte reducción de las emisiones, como el de CEN— la demanda proyectada podría superar la oferta dadas las minas operativas y proyectadas (en construcción). En consecuencia, son indispensables nuevas inversiones para incrementar la oferta futura de esos productos.

Desafortunadamente, la oferta de estos minerales tiene ciertas características que introducen riesgos (AIE, 2021g). La primera de ellas es que está geográficamente concentrada, lo que hace que el suministro sea vulnerable a una serie de circunstancias, como la inestabilidad política o los eventos ambientales. Por ejemplo, alrededor del 50 % de la producción de cobre y litio se encuentra en zonas de alto estrés acuífero. Esto introduce restricciones adicionales, en la medida que la minería compite con otros usos del agua. La segunda tiene que ver con los largos plazos que requiere el descubrimiento y desarrollo de proyectos mineros. Se estima que el proceso de exploración y estudios de factibilidad puede tomar más de 12 años y la fase de construcción, 4 o 5 años adicionales. Las inversiones necesarias para cubrir la demanda futura deben empezar ya. Finalmente, la actividad minera también puede tener impactos ambientales, incluidas las emisiones, al ser en sí misma intensiva en energía. Los impactos ambientales locales (sobre la calidad y consumo de agua y la biodiversidad, por ejemplo) pueden suscitar resistencia al desarrollo de estas actividades (Purdy y Castillo, 2022).

Algunas estrategias pueden ayudar a la confiabilidad del suministro de minerales críticos en el mediano y largo plazo¹⁴. En primer lugar, es necesario promover la inversión y la diversificación de la nueva oferta, lo cual puede lograrse a través del apoyo financiero, la simplificación de procedimientos y el fortalecimiento de los centros de estudios geológicos. En segundo lugar, es

preciso implementar buenas prácticas a fin de reducir el impacto ambiental y social de la actividad minera. Un buen sistema regulatorio suele propiciar la adopción de estas buenas prácticas. Finalmente, el reciclaje será una estrategia clave. Existen estimaciones que sugieren que el reciclaje tiene el potencial de cubrir el 20 % de la demanda de estos minerales críticos en las próximas tres décadas (Simas et al., 2022).

Financiamiento

Un obstáculo transversal en el camino hacia la reducción de emisiones es la necesidad de vastos recursos para financiar la mitigación (y la adaptación) al cambio climático. Algunas estimaciones indican que hasta 2050 se requieren, a nivel mundial, inversiones anuales (netas de la caída de la inversión en energía fósil) equivalentes a un 1,3 % del PIB global. Esas necesidades implican triplicar para 2030 las inversiones en relación con los niveles actuales en todo el mundo; en el caso de los países en desarrollo, suponen multiplicarlas por cuatro. El 75 % de la inversión se concentra en el sector de generación y distribución de energía limpia, con un 38 % vinculado a la generación, el 26 % a las redes de suministro y un 6 % al almacenamiento (ETC, 2023a).

Las estimaciones para los países menos desarrollados suelen sugerir mayores necesidades en términos de PIB. Por ejemplo, para el periodo 2015-2030, Rozenberg y Fay (2019) reportan, para su escenario preferido (metas ambientales ambiciosas con buen desempeño de la eficiencia), inversiones en los sistemas eléctricos del orden del 2,2 % del PIB y en torno al 1,3 % del PIB para la reducción de emisiones del sector transporte¹⁵. Estos mismos autores encuentran para América Latina necesidades de inversión del 1,4 % del PIB para los sistemas eléctricos y del 2 % para los sistemas de transporte, sumando un total del 3,4 % del PIB en estos dos componentes¹⁶. Si se agregan las inversiones en otros ámbitos y se mantiene la estructura global, donde la electricidad y el transporte

14 Otras estrategias pueden estar dirigidas a la demanda. En particular, la adaptación tecnológica y la sustitución de materiales pueden reducir la demanda de minerales críticos. Algunos estudios encuentran que estos factores implicarían una reducción de la demanda de minerales críticos del orden del 30 % (Simas et al., 2022).

15 En su escenario de metas ambientales ambiciosas, pero con baja eficiencia, las inversiones son del 3 % y el 3,3 % respectivamente.

16 Las inversiones necesarias en transporte caen sensiblemente al combinarlas con buenas estrategias de planeación urbana.

representan el 77 % de la inversión total, las necesidades de inversión superan el 4 % del PIB por año aun en el escenario favorable de alta eficiencia energética. A esto hay que sumar costos derivados de las brechas sociales preexistentes y de los impactos sociales

que pueda causar la misma transición energética. Al respecto, Galindo Paliza et al. (2022) reportan que los costos de enfrentar estos desafíos sociales pueden estar entre el 5 % y 11 % del PIB.

La transición energética en América Latina y el Caribe

Cada país experimentará una transición energética con sus propios ritmos, énfasis, implicaciones y perspectivas, respondiendo a su realidad específica. Los países de América Latina y el Caribe tienen rasgos que los diferencian notablemente de los desarrollados y que condicionarán sus procesos de transición.



Cada país experimentará la transición energética con sus propios ritmos, énfasis, implicaciones y perspectivas, respondiendo a su realidad específica

Por un lado, están los viejos problemas de desarrollo: bajo crecimiento, baja productividad, informalidad productiva y desigualdad. En lo que respecta

al tema energético, aún existen brechas de acceso y calidad por cerrar y, en algunos países, subsidios a la energía fósil que pueden desincentivar la eficiencia energética y la sustitución de fuentes fósiles. En lo que se refiere a las emisiones, destaca la importancia relativa de fuentes no energéticas, específicamente las asociadas al sector de ASOUT. Finalmente, está la cuestión de la dotación natural: algunos países tienen un importante potencial eólico o solar, lo que les da la oportunidad de atraer inversión aprovechando la ventaja de contar con energía limpia (lo que en inglés se conoce como *powershoring*¹⁷), o importantes reservas de minerales necesarios para la transición energética, mientras que otros, mantienen importantes reservas fósiles que corren el riesgo de convertirse en activos abandonados.

Los viejos problemas del desarrollo

Durante las últimas décadas, el PIB per cápita de la región ha sido menos del 30 % del de Estados Unidos. Esto contrasta con la experiencia de los “tigres” asiáticos, los cuales han logrado cerrar la brecha considerablemente en 50 años. Es conocido que, detrás de este largo y persistente rezago, existe una brecha en la productividad (Álvarez et al., 2018). Esta, a su vez, se asocia con un exceso de empresas pequeñas e informales y con firmas que tienen una baja acumulación de capital físico, humano y organizacional.

¿Qué implicaciones tiene esto para la transición energética? Quizás lo más evidente es que, para la región, el desarrollo sostenible implica reducir la brecha de ingresos per cápita respecto al mundo desarrollado y esto solo se logra con una mayor tasa de crecimiento económico. Lo anterior, junto con el crecimiento poblacional, pone presión adicional sobre las emisiones y los necesarios esfuerzos de mitigación para cumplir con determinada meta de emisiones (ver el capítulo 2).

17 Este término se refiere a la descentralización de la producción mediante la instalación de industrias en países cercanos a los centros de consumo que ofrecen energía limpia, segura, barata y abundante para atraer inversiones.

Por otra parte, la transición energética debería demandar procesos transformacionales por el lado de las empresas, lo que requiere de estas unas capacidades internas que un número importante puede no poseer. Por ejemplo, problemas de acceso al financiamiento pueden limitar la inversión en capital verde o en procesos organizacionales para mejorar la eficiencia energética. Asimismo, algunos trabajos sugieren que el consumo de energía de las empresas se asocia a la calidad de las prácticas gerenciales (Bloom et al., 2010).

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

Los niveles de pobreza y vulnerabilidad de importantes sectores de la población demandan protección

frente a los fuertes cambios distributivos que pueda generar la transición energética y se convierten en sí mismos en un desafío de esa transición. Por otra parte, ambos problemas imponen ciertas restricciones a la adopción de tecnologías limpias o eficientes energéticamente por parte de los hogares, bien sea porque tienen limitaciones para financiar estas medidas o por considerarlas no prioritarias frente a mejoras en su situación económica.

En línea con esta última afirmación, cálculos realizados con datos de la Encuesta Mundial de Valores (WVS, por sus siglas en inglés) muestran una asociación positiva entre el estatus socioeconómico (aproximado por el nivel de educación) y la prioridad que se da a la problemática medioambiental (con relación a la situación económica). Específicamente, es 10 puntos porcentuales más probable que una persona con educación superior priorice la protección del medio ambiente por encima del crecimiento económico que alguien con educación básica incompleta (luego de controlar por edad y género)¹⁸.

Tareas pendientes en la provisión de energía

La discusión sobre las tareas pendientes en el ámbito de la energía se puede enmarcar dentro de la terna acceso, calidad y precio. En materia de acceso, la buena noticia es que se ha logrado un importante avance en lo que va de siglo; sin embargo, aún quedan algunas brechas focalizadas por cerrar. En el caso de la electricidad, el acceso se encuentra en niveles cercanos al universal, salvo en las zonas rurales de algunos países. El acceso a las redes de gas natural es más limitado (Cont et al., 2022). Estas brechas de acceso a la energía se traducen en prácticas, como cocinar con leña, con implicaciones para la salud en el hogar.

A comienzos de la primera década del siglo XXI, considerando el promedio simple de 14 países, el 86,5 % de los hogares de América Latina y el Caribe tenían conexión a la electricidad, con un mínimo del 70,5 % en Bolivia y un máximo del 99 % en Chile. Hacia 2020, la cifra promedio ascendió al 97 %, con un

mínimo del 87 % en Nicaragua, pero niveles virtualmente universales en Argentina, Brasil, Chile, Costa Rica, México, Paraguay y Uruguay. Por otra parte, las encuestas de hogares señalan que al menos el 40 % de la población rural de Colombia, Honduras, México, Nicaragua, Paraguay y Perú aún cocinan con leña (ver el capítulo 7).



Al menos el 40 % de la población rural de Colombia, Honduras, México, Nicaragua, Paraguay y Perú aún cocinan con leña

¹⁸ El cuadro A.1.1 del apéndice disponible en línea ofrece los detalles de este ejercicio estadístico.

Los desafíos en materia de calidad lucen más notorios que los de acceso. Por ejemplo, el cuadro 1.1 muestra la perspectiva de ese problema para las empresas (manufactureras). En general, la situación para la región es similar a la del mundo en su conjunto, pero más problemática que para los países desarrollados. Casi el 60 % de las empresas declara haber tenido cortes eléctricos con una frecuencia de dos interrupciones por mes, de aproximadamente tres horas. Esos cortes implicaron unas pérdidas equivalentes a casi el 2 % de las ventas anuales. Por este panorama, una de cada tres empresas de la región considera los problemas en el suministro de electricidad un obstáculo principal. Esa cifra es 40 % superior al de la región de Europa y Asia Central.

Otra característica de los mercados energéticos que vale la pena resaltar es la presencia de subsidios. El gráfico 1.7 muestra que los subsidios a la energía en la región equivalen al 4,7 % del PIB, cifra que más que duplica los valores en los países más desarrollados (en torno al 2,2 %).



Los subsidios a la energía en la región equivalen al 4,7 % del PIB, cifra que más que duplica los valores de los países más desarrollados

La presencia de estos subsidios puede promover una alta demanda de combustible fósil, con su consecuente impacto en las emisiones. En línea con estas afirmaciones, existe a nivel global una asociación positiva entre el monto de los subsidios y las emisiones, ambas variables medidas como proporción del PIB (ver el gráfico 1.8). Estos subsidios pueden ser entonces una barrera en el camino para reducir las emisiones.

Cuadro 1.1

Comparación regional de la calidad del servicio eléctrico según las empresas

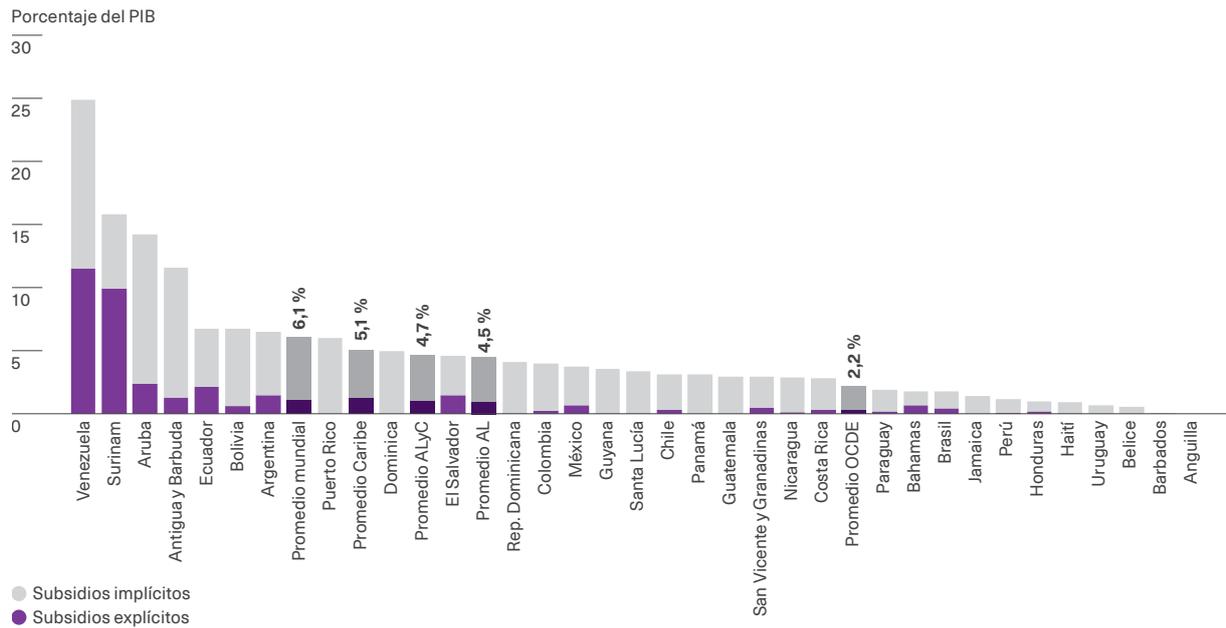
	Empresas que experimentaron cortes eléctricos (porcentaje)	Cortes eléctricos en un mes típico (cantidad)	Duración promedio de un corte eléctrico típico (horas)	Pérdida promedio debido a un corte eléctrico (porcentaje de ventas anuales)	Empresas que consideran la electricidad como principal restricción (porcentaje)
Todas las economías	49,5	4,6	4	4	30,5
Este de Asia y Pacífico	46,3	4,8	3,6	2,9	17,1
Europa y Asia Central	30,5	0,7	3,1	0,9	24
América Latina y el Caribe	58,4	1,8	3	1,8	33,5
Oriente Medio y Norte de África	35,9	6	4,7	4,3	37
Sur de Asia	53,2	11,7	3,6	8,4	32,1
África Subsahariana	76,1	8,8	5,6	8,5	40,3

Nota: El cuadro muestra distintos indicadores de la calidad del servicio eléctrico de acuerdo con los resultados de la Encuesta a Empresas del Banco Mundial. En el cuadro A.1.2 del apéndice del capítulo (disponible en línea) se presentan los mismos indicadores para los países de América Latina y el Caribe correspondientes al último año de la encuesta en cada país.

Fuente: Elaboración propia con base en Banco Mundial (2023a).

Gráfico 1.7

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

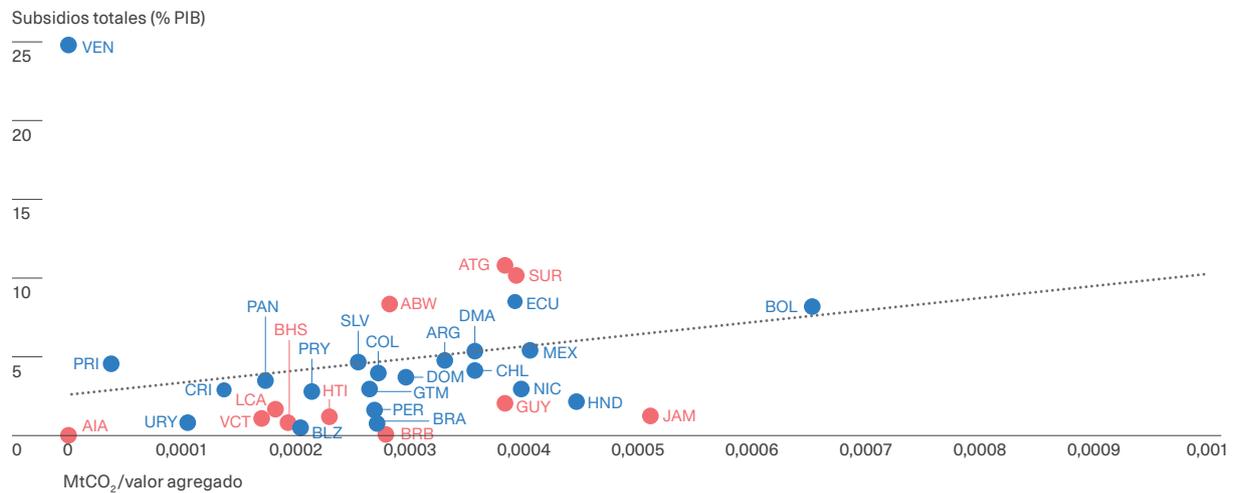


Nota: Los subsidios explícitos reflejan el cobro por debajo de los costos de suministro, mientras que los subsidios implícitos adicionan el cobro por debajo de los costos ambientales, de congestión, así como los impuestos al consumo no percibidos.

Fuente: Elaboración propia con base en FMI (2021).

Gráfico 1.8

Relación entre los subsidios a los combustibles fósiles y las emisiones



Nota: Los países de América Latina se muestran en azul en el gráfico, mientras que los países del Caribe, en rosado. El listado de países con su correspondiente código ISO se encuentran en el apéndice del capítulo disponible en línea (cuadro A.1.3)

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

Dotación en recursos naturales

La transición energética implica abandonar paulatinamente los combustibles fósiles y profundizar en la electrificación del consumo y en la generación eléctrica a partir de fuentes renovables, en particular eólica y solar. Este cambio afecta la demanda de recursos naturales de diferente manera. Por un lado, la demanda de recursos fósiles disminuirá a causa de la sustitución de la energía fósil por la renovable, afectando negativamente a los países que disponen de reservas de estos recursos. Por otro lado, la “electrificación verde” incrementará la demanda de ciertos minerales y materiales críticos, de los cuales algunos países de la región cuentan con reservas importantes.

En cuanto a los minerales críticos, tema que se desarrollará más detalladamente en el capítulo 9, la región tiene reservas relevantes de litio (42 % de las reservas mundiales), en particular en el llamado “triángulo del litio”: norte de Argentina y Chile y sur de Bolivia. Este mineral es un componente fundamental de las baterías, que serán sumamente necesarias como dispositivos de almacenaje de energía. La región dispone también del 31 % de las reservas mundiales de cobre, siendo Perú y Chile los países donde se encuentra la mayor parte. El cobre será fundamental en el proceso de electrificación de la demanda por sus excelentes propiedades como conductor. Por otra parte, la región cuenta, aunque en menor medida, con reservas de níquel (17 %), cobalto (7 %) y tierras raras (17 %). La explotación de estos recursos y la posibilidad de participar en distintas etapas de la cadena de valor relacionadas con ellos ofrece a estos países oportunidades de desarrollar sectores productivos y generar empleo que los ayuden a cerrar la brecha de ingreso per cápita con los países desarrollados anteriormente mencionada.

Por otra parte, varios países de la región tienen importantes reservas de petróleo y gas y, en menor medida, de carbón. Las reservas de petróleo probadas alcanzarían para cubrir 169 años de consumo actual, mientras que las de gas representan 27 años de consumo actual, lo que pone en evidencia el enorme potencial de generación fósil de la región. Venezuela, Guyana,

Trinidad y Tobago, Ecuador, Bolivia, Colombia, Brasil, Argentina y México, entre otros, disponen de reservas de petróleo y gas que corren el riesgo de quedar subexplotadas por la necesidad de transitar hacia un mundo con generación a partir de fuentes limpias¹⁹. Esto sin duda va a repercutir en la producción, el empleo, las exportaciones y la disponibilidad de recursos fiscales de estos países, lo cual, a su vez, puede tener consecuencias en la economía en su conjunto (ver el capítulo 9).

●● Varios países de la región tienen importantes reservas de petróleo y gas que corren el riesgo de quedar subexplotadas por la necesidad de transitar hacia un mundo con generación a partir de fuentes limpias

En cuanto a las ventajas para la producción de energía renovable, aunque es cierto que el agua, el sol y el viento están disponibles en todos los países, la capacidad de generar energía a partir de ellos depende, entre otras cosas, de la intensidad con la que estos recursos están presentes. Nuevamente, en algunos países de la región se presentan ventajas al respecto.

Si bien América Latina y el Caribe actualmente tiene una participación elevada de generación hidroeléctrica, todavía tiene un potencial por explotar en esta tecnología (ver el capítulo 3). En particular, la disponibilidad de agua y las condiciones de topografía existentes a lo largo de la cordillera de los Andes ofrecen oportunidades para la instalación de capacidad de hidroenergía de bombeo. Estos sistemas se valen de dos presas sobre un curso de agua para almacenar excedentes de electricidad en momentos de abundancia y entregarla en momentos de escasez. Sin embargo, la generación hidroeléctrica no está exenta de costos ambientales, teniendo que desarrollar en muchas ocasiones diques que alteran los entornos naturales y la biodiversidad río abajo.

19 Los países están ordenados de mayor a menor considerando los años de consumo que implicarían sus reservas.

Respecto a la generación solar, la situación es heterogénea, con países que tienen un alto potencial, como Argentina, Chile o Perú, y otros con menos, como las islas del Caribe, en parte, debido a su tamaño más reducido, lo que restringe el espacio para desarrollar parques solares.

Por su parte, la tecnología eólica, donde nuevamente la región dispone de países con alto potencial, como Argentina y Chile, enfrenta limitaciones de espacio más severas que la solar, pues los parques eólicos

requieren más terreno. Sin embargo, también ofrece la posibilidad de generación eólica marina (*off shore*), aliviando esta restricción.

Un desafío adicional que impone la producción de energía a partir de renovables es que, generalmente, las zonas más aptas para la generación suelen estar alejadas de los centros de consumo. Esto conlleva desafíos adicionales de transmisión o, directamente, ineficiencia en la transmisión, lo que podría hacerlas económicamente inviables.

La composición de las emisiones totales

A nivel global, casi el 80 % de las emisiones de GEI provienen del consumo de energía fósil y de los procesos industriales (CFPI), mientras que un poco más de un 20 % proviene del sector de ASOUT. En la región, especialmente en América Latina y, en menor medida, en el Caribe, las cosas cambian.

Estas diferencias se ilustran en el gráfico 1.9, que resume la composición sectorial de las emisiones en la región y, a manera de contraste, en los países de la OCDE (en el cuadro A.1.4 del apéndice, disponible en línea, se presenta la información en países de América Latina y el Caribe²⁰). En el panel A del gráfico se descomponen las emisiones totales en dos categorías: ASOUT y CFPI. Estas últimas, mucho más cercanas al consumo de energía²¹, están desagregadas en el panel B. Para tener una visión temporal, el gráfico contrasta la situación a principios de siglo con el año 2019²².

En el gráfico se aprecia que las emisiones de ASOUT son relativamente más importantes en América Latina. En concreto, en 2019, alrededor del 55 % de las emisiones

de esa región provenían del sector ASOUT, una cantidad mucho más significativa que el 14 % del Caribe o del 8 % en los países de la OCDE. No obstante, la importancia de este componente ha estado cayendo en la región.



En 2019 alrededor del 55 % de las emisiones de América Latina provenían del sector ASOUT, una cantidad mucho más significativa que el 14 % del Caribe o el 8 % en los países de la OCDE

Al poner la lupa en las emisiones de CFPI, se desprenden varias conclusiones. La primera es que las emisiones vinculadas a edificaciones, aunque no despreciables, son relativamente modestas en todas las regiones, incluso en los países de la OCDE, donde tiene más importancia, quizás debido a sus mayores necesidades de calefacción²³. Respecto a

20 Por su parte, el cuadro A.1.5 del apéndice muestra información sobre lo que se incluye en cada categoría y subcategoría de emisiones.

21 Algunos procesos industriales, como, por ejemplo, la producción de cemento, tienen asociadas emisiones no vinculadas al consumo de energía. Lo mismo ocurre con los procesos de manejo de desperdicios. No obstante, el componente energético sin duda es el más importante de las emisiones de CFPI, aunque la base de datos empleada aquí no permite separar del todo el componente energético del de procesos industriales. En cualquier caso, entender las oportunidades de mitigación de las emisiones en los procesos industriales es complementario al análisis de la mitigación vinculada con la transición energética.

22 Por razones de disponibilidad de datos, las emisiones presentadas en este reporte son aquellas "basadas en la producción", llamadas así porque se imputan al sector y país de producción de los bienes y servicios y no en función de dónde y quienes los consumen, lo que se conoce como "emisiones basadas en el consumo". Esta última visión puede aportar nuevas perspectivas sobre la responsabilidad de las emisiones.

23 Cabe destacar que estas mediciones no imputan a los consumidores finales las emisiones de generación de electricidad y otras asociadas a los sistemas energéticos. Los hogares y las empresas son consumidores importantes de electricidad y, por ende, parte de las emisiones vinculadas con ella se asocian a este consumo. Como se aprecia en el capítulo 4, el 40 % de la electricidad es consumida por las industrias, 33 % por los hogares y 20 % por el sector comercial. Si se imputaran estas emisiones indirectas, claramente crecerían las emisiones de las industrias y de las edificaciones.

las emisiones fugitivas relacionadas con la producción de energía, si bien relativamente modestas, son considerablemente mayores en la región que en los países de la OCDE. Esto podría indicar que existen espacios para reducir emisiones en este componente. Algo similar podría decirse del componente de manejo de desperdicios, que representa el 15 % de las emisiones de CFPI en América Latina, el 12 % en el Caribe y solo el 3 % en los países de la OCDE.

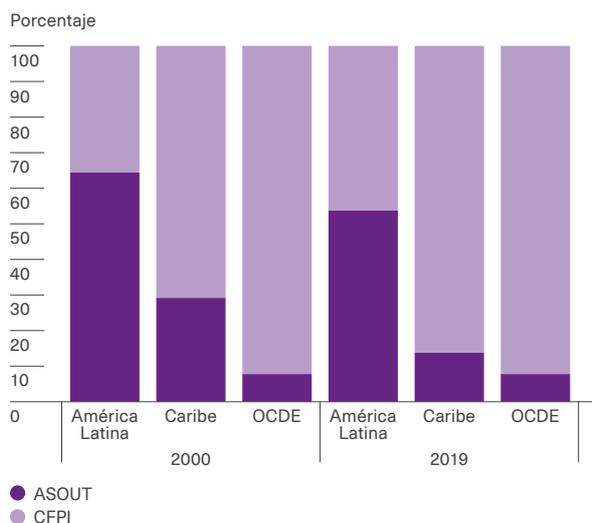
Quizás lo más destacable del panel B del gráfico es el protagonismo que se llevan los sectores de sistemas energéticos²⁴ (descontando las emisiones fugitivas), transporte e industria. En América Latina,

el transporte lidera el ordenamiento, siendo responsable de un 26 % de las emisiones por CFPI; por su parte, la industria es responsable de casi un 24 % y los sistemas energéticos (deducidas las emisiones fugitivas), de casi el 23 %. La relativamente amplia presencia de fuentes hidroeléctricas podría estar detrás de la menor contribución de este rubro a las emisiones en América Latina. En el Caribe, donde hay más presencia fósil en la matriz eléctrica, el rubro de sistemas energéticos (excluidas las emisiones fugitivas) lidera el ordenamiento, con un 33 % de las emisiones por CFPI, valor similar al de la OCDE. En el Caribe, las industrias son responsables del 30 % y el transporte, del 12 %.

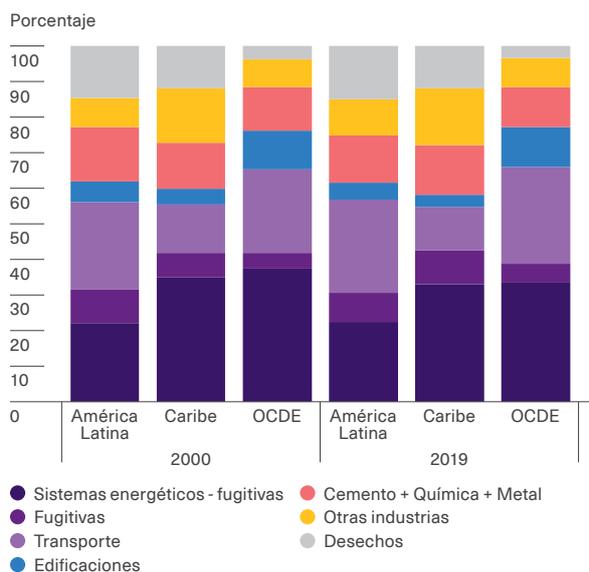
Gráfico 1.9

Descomposición de las emisiones en América Latina, el Caribe y los países desarrollados en 2000 y 2019

Panel A.
Emisiones totales del sector ASOUT y por CFPI



Panel B.
Emisiones por CFPI totales desagregadas



Nota: Las emisiones ASOUT abarcan emisiones del sector de agricultura, silvicultura y otros usos de la tierra. En el apéndice del capítulo disponible en línea se describen los componentes de las emisiones por CFPI (cuadro A.1.5) y se puede consultar la lista de países que integran cada grupo.

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

²⁴ Las emisiones de los sistemas energéticos incluyen normalmente las provenientes de la electricidad y calefacción, emisiones fugitivas de petróleo y gas, refinamiento de petróleo y otros sistemas (ver el cuadro A.1.4 en el apéndice del capítulo 1, disponible en línea). En el gráfico 1.9 se separan emisiones fugitivas de emisiones energéticas para destacar su importancia relativa en la región.

Cuadro 1.2

Emisiones provenientes de CFPI por unidad de producto en 2000 y 2019

País o región	Emisiones CFPI/PIB		Variación promedio anual (porcentaje)	
	2000	2019		
Antigua y Barbuda	1,08	1,39		1,33
Argentina	1,20	1,61		1,54
Bahamas	0,81	0,81		0,01
Barbados	0,93	1,19		1,32
Belice	1,05	1,27		1,00
Bolivia	2,14	3,52		2,61
Brasil	1,04	1,45		1,75
Chile	1,34	1,72		1,31
Colombia	1,45	1,68		0,77
Costa Rica	0,57	0,70		1,06
Cuba	1,95	1,42		-1,66
Dominica	0,82	1,44		2,94
Ecuador	1,48	2,10		1,86
El Salvador	1,11	1,45		1,41
Granada	0,72	0,90		1,16
Guatemala	1,05	1,83		2,90
Guyana	1,53	1,69		0,55
Haití	0,90	2,42		5,20
Honduras	1,62	2,79		2,88
Jamaica	2,11	2,50		0,89
México	1,50	2,06		1,69
Nicaragua	1,90	2,47		1,38
Panamá	0,76	0,80		0,22
Paraguay	0,70	1,21		2,92
Perú	1,15	1,35		0,84
República Dominicana	1,55	1,50		-0,17
San Cristóbal y Nieves	0,71	0,72		0,11
Santa Lucía	0,66	0,90		1,64
San Vicente y las Granadinas	0,68	0,80		0,86
Surinam	1,55	1,74		0,61
Trinidad y Tobago	5,19	8,27		2,45
Uruguay	0,44	0,83		3,33
América Latina	1,23	1,67		1,59
El Caribe	2,06	2,25		0,46
Suiza	0,22	0,22		-0,01
OCDE	1,00	1,00		-

Nota: El cuadro compara las emisiones por unidad de producto de cada país o región respecto a la OCDE. Para ello, se calculó, en primer lugar, el cociente entre las emisiones de GEI (medidas en millones de toneladas de CO₂ equivalente) y el PIB de cada país (en miles de dólares constantes del año 2010). En segundo lugar, se calculó la razón entre el valor obtenido para cada país o región y el de la OCDE. De este modo, un valor mayor (menor) a 1 indica que el país presenta mayores (menores) emisiones por cada USD 1.000 de producto en comparación con el promedio de la OCDE. Los valores a nivel de región se obtuvieron a partir de la agregación de emisiones y producto de una muestra de países que la integran. La selección de países para América Latina y el Caribe y OCDE se realizó a fin de garantizar la comparabilidad con el cuadro 2.1 y gráfico 2.2, respectivamente (ver el capítulo 2 de este reporte). El cuadro muestra también como varió la razón entre los años 2000 y 2019. Para ello, se calculó la variación (logarítmica) promedio anual del período, que se obtiene como la diferencia del logaritmo de la razón en 2019 y en 2000, dividida por el número de años del período (19). La lista de países que compone cada grupo puede consultarse en el apéndice del capítulo disponible en línea.

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

La relativamente menor contribución de las emisiones asociadas al CFPI, en comparación con el mundo desarrollado, podría sugerir que, en lo que respecta al uso de energía y los procesos industriales, América Latina y el Caribe tienen prácticas y tecnologías relativamente amigables desde el punto de vista medioambiental. La verdad es que, al comparar con los países desarrollados, en la región una unidad de producto es costosa en términos de emisiones de GEI provenientes de CFPI (ver el cuadro 1.2).

En el año 2019, obtener una unidad de producto costó, en términos de emisiones por CFPI, 1,67 veces más en América Latina y hasta 2,25 veces más en el Caribe que en los países de la OCDE. Si se compara con Suiza, un país líder dentro de la OCDE, América Latina emite más de 7 veces por unidad de producto

que ese país y el Caribe cerca de 10 veces. Más importante aún es que la brecha respecto a los países desarrollados ha crecido. Esto no significa que las emisiones por unidad de producto hayan aumentado en la región; en realidad han bajado, pero no a la velocidad con la que han caído en los países desarrollados. Como se verá en el capítulo 2, un notable descenso de las emisiones por unidad de producto es el factor clave para el desacople²⁵.



Obtener una unidad de producto costó, en términos de emisiones por CFPI, 1,67 veces más en América Latina y hasta 2,25 veces más en el Caribe que en los países de la OCDE

¿A dónde vamos?

Como punto de partida de una mirada al futuro, este apartado presenta los compromisos en emisiones que los países de la región han manifestado en sus contribuciones determinadas a nivel nacional (CDN). El capítulo cierra presentando información muy sucinta sobre escenarios energéticos para la región.

Compromisos energéticos

Las CDN son los compromisos asumidos por los Estados signatarios de la CMNUCC en el marco del Acuerdo de París. A la fecha de escribir este capítulo, de los 33 países de la región que han presentado una CDN ante la Secretaría de la CMNUCC, 21 tienen una meta explícita de reducción de las emisiones de GEI para 2030²⁶. Estos países representan más del 80 % de las emisiones de GEI actuales de la región.

Como se observa en el cuadro 1.3, el conjunto de los países de la región con meta explícita de emisiones prometen liberar un máximo de 2.952 megatoneladas de CO₂ equivalente para 2030²⁷; el valor es un 10,8 % menor que las emisiones de este mismo grupo de países en 2020. Esta reducción es superior a la total prometida por los países con metas explícitas en sus CDN, pero considerablemente inferior a las de regiones desarrolladas, como Oceanía (44,6 %), América del Norte (37,4 %) o la Unión Europea (29,5 %). Algunas regiones, como África, en contraste, muestran en sus CDN emisiones superiores a las actuales. No obstante, como se expone en el capítulo 2, esta reducción de emisiones contempla esfuerzos de mitigación comparables entre la región y el mundo desarrollado en un contexto de transición justa, donde se considera un cierre de las brechas de PIB per cápita entre la región y los países más ricos.

25 Por supuesto, las emisiones por unidad de producto dependen de factores más allá del ámbito energético y, en particular, de la baja productividad de la región. Mejorar la productividad de las empresas y de la economía en su conjunto tendería a reducir las emisiones sobre el PIB y se convertiría en un factor clave del desacople.

26 Si bien los países miembros del Acuerdo deben presentar ante la secretaria de la CMNUCC una CDN cada cinco años, en cualquier momento del tiempo pueden modificar o actualizar su CDN vigente con vistas a aumentar el nivel de ambición de sus metas, por lo que la frecuencia de revisión y actualización varía dependiendo el país.

27 Véase el cuadro A.1.6 del apéndice disponible en línea para más información a nivel de países.





Los países de la región se han comprometido a emitir un máximo de 2.952 megatoneladas de CO₂ equivalente para 2030, es decir, un 10,8 % menos que las emisiones de este mismo grupo de países en 2020

Además de estos compromisos en emisiones globales, la mayoría de los países presentan compromisos específicos en materia de energía. Dichos

compromisos son de muy variada naturaleza e incluyen, entre otros, porcentajes de generación eléctrica proveniente de fuentes renovables²⁸, medidas de política para el manejo y eficiencia energética de la demanda, metas de electrificación del parque automotor, la sustitución del combustible fósil por etanol, la reducción de emisiones fugitivas del subsector del gas y el petróleo, la promoción del acceso universal a fuentes apropiadas de energía y la modernización de los marcos regulatorios (ver el cuadro A.1.7 del apéndice disponible en línea).

Cuadro 1.3
Compromisos asumidos de emisiones de GEI para 2030

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

Nota: El cuadro presenta una medida de la ambición de las CDN de los países a nivel regional. a/ Los valores por región se obtuvieron a partir de la agregación de una muestra de países. b/ El nivel de emisiones netas en 2020 incluye los mismos sectores que son contemplados en la meta declarada por cada país en su CDN para 2030. c/ Las emisiones netas de GEI para 2030 fueron estimadas a partir de aplicar la meta de mitigación al nivel de emisiones base declarado (en año de referencia o en un escenario sin cambios [BAU, por sus siglas en inglés]). Se consideran las emisiones de los sectores incluidos en la meta y, para los países que no especifican los sectores, se asume que la meta contempla a todos los sectores (incluido el de uso de la tierra, cambio en el uso de la tierra y silvicultura [UTCUTS]). Ver las aclaraciones al cuadro 1.3 en el apéndice del capítulo (disponible en línea) para más detalles sobre la metodología empleada en las estimaciones y los países incluidos en cada región.

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

²⁸ En lo que respecta al porcentaje de electricidad generada a partir de fuentes renovables, los números son también variados: en Antigua y Barbuda es el 86 %; en Chile, el 80 %; en Costa Rica, el 100 %, en Cuba, el 24 %; en Dominica, el 100 %; en El Salvador, el 80 %; en Guatemala, el 80 %; en Guyana, el 100 %; en Nicaragua, el 60 %, en San Cristóbal y Nieves, el 100 % y en Surinam, el 35 %.

Finalmente, cabe destacar que las CDN representan compromisos planteados para el año 2030. Para un horizonte temporal más amplio, gran parte de los países del mundo se comprometen con una meta más ambiciosa: tener cero emisiones netas. Esto implica que los esfuerzos de mitigación tienen que ser incluso mayores a partir de 2030. Prepararse para ese futuro desde hoy será clave para tener un buen balance entre beneficios y costos de la transición energética.

Algunos escenarios para la región

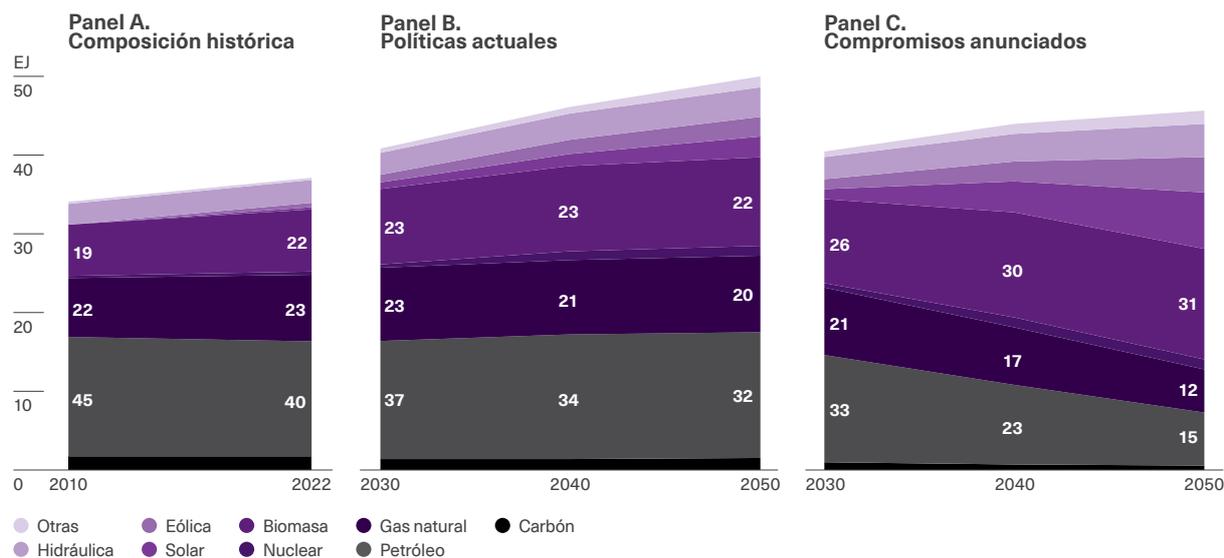
Son pocos los estudios que han explorado escenarios específicos de los sistemas energéticos para los países de América Latina y el Caribe. En este apartado se presentan escenarios para la región elaborados por la

AIE²⁹. En particular, la Agencia ha estimado resultados para los escenarios de políticas actuales y de compromisos anunciados. Los gráficos 1.10, 1.11, 1.12 y 1.13 reflejan información al respecto.

Como ocurre a nivel global, los escenarios indican una penetración de las fuentes renovables no convencionales en el escenario de políticas actuales, pero más relevante aún en el caso de los compromisos adquiridos, donde la importancia conjunta de la solar y eólica alcanza el 26 %. Al igual que a nivel global, en el escenario de compromisos anunciados se reduce la participación de las fuentes fósiles, pero estas siguen teniendo una magnitud significativa. Quizás las mayores diferencias con respecto al escenario global son el mayor peso que adquiere la biomasa para biocombustibles sostenibles en la región (31 % en 2050 frente al 16 % en el mundo bajo el escenario de compromisos anunciados) y la menor participación de la nuclear (gráfico 1.10).

Gráfico 1.10

Oferta total de energía en América Latina y el Caribe



Nota: El gráfico muestra cómo se compone por fuente la oferta de energía en América Latina y el Caribe en la actualidad y en los escenarios de políticas actuales y compromisos anunciados de la AIE. Las etiquetas señalan la participación de cada fuente con relación al total en cada año de cambio de década. La categoría biomasa incluye el uso tradicional de la biomasa y la biomasa para biocombustibles sostenibles. La participación de la primera de estas subcategorías se reduce del 4 % en 2022 al 0 % en 2050 bajo el escenario de compromisos anunciados mientras que la participación de la segunda subcategoría aumenta del 18 % al 31 % entre 2022 y 2050 en el mismo escenario.

Fuente: Elaboración propia con base en AIE (2023).

²⁹ Un estudio en curso, coordinado por la Dirección de Transportes y Energía, de la Gerencia de Infraestructura Física y Transformación Digital (GIFTD) de CAF, desarrolla un análisis integral de largo plazo del sector electricidad en América Latina con horizonte al 2050, que incluye el estado de situación del sector, la visión de desarrollo a largo plazo, las tendencias y novedades, y las necesidades de inversión (ver MRC Consultants y PSR, próxima publicación).

Al igual que en el resto del mundo, en América Latina y el Caribe se espera una importante electrificación. Actualmente la electricidad satisface un 20 % del consumo de energía; en el escenario de compromisos adquiridos se satisfará un 41 % en 2050. Acompañando esta expansión, se prevé un crecimiento muy importante de la capacidad asociada a la fuente solar y eólica, que representarán respectivamente el 43 % y el 19 % del total. Este incremento en la participación de las renovables no convencionales, a su vez, viene acompañado de la penetración de baterías, que, bajo el escenario de compromisos anunciados, representan un 7 % de la capacidad instalada en 2050. En esta transformación de la matriz eléctrica, el gas y, especialmente, la hidroeléctrica pierden terreno relativo. Eso no significa que se reduzca la capacidad; en efecto, la capacidad hidroeléctrica pasaría de 200 GW en 2022 a 310 GW en 2050 en el escenario de compromisos anunciados.

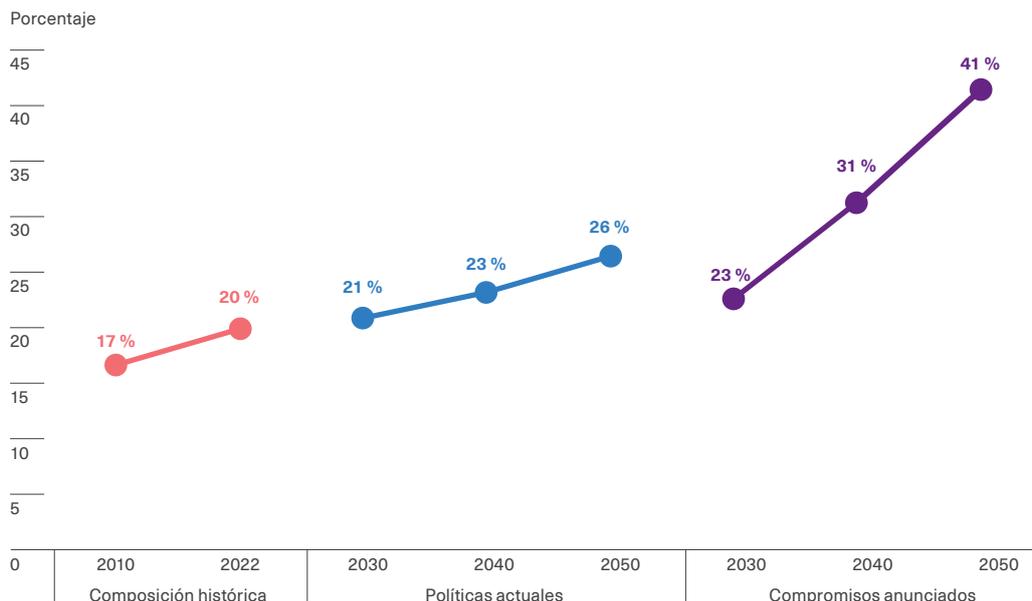


En América Latina y el Caribe se espera una importante electrificación. Hoy la electricidad satisface un 20 % del consumo de energía; en el escenario de compromisos adquiridos se satisfará un 41 % en 2050

Finalmente, la demanda de hidrógeno (H₂) también se expande significativamente pasando de 3 megatoneladas (Mt) a 21 Mt, con un notable incremento porcentual de casi el 600 %, superior al crecimiento de la demanda global de hidrógeno en este mismo escenario.

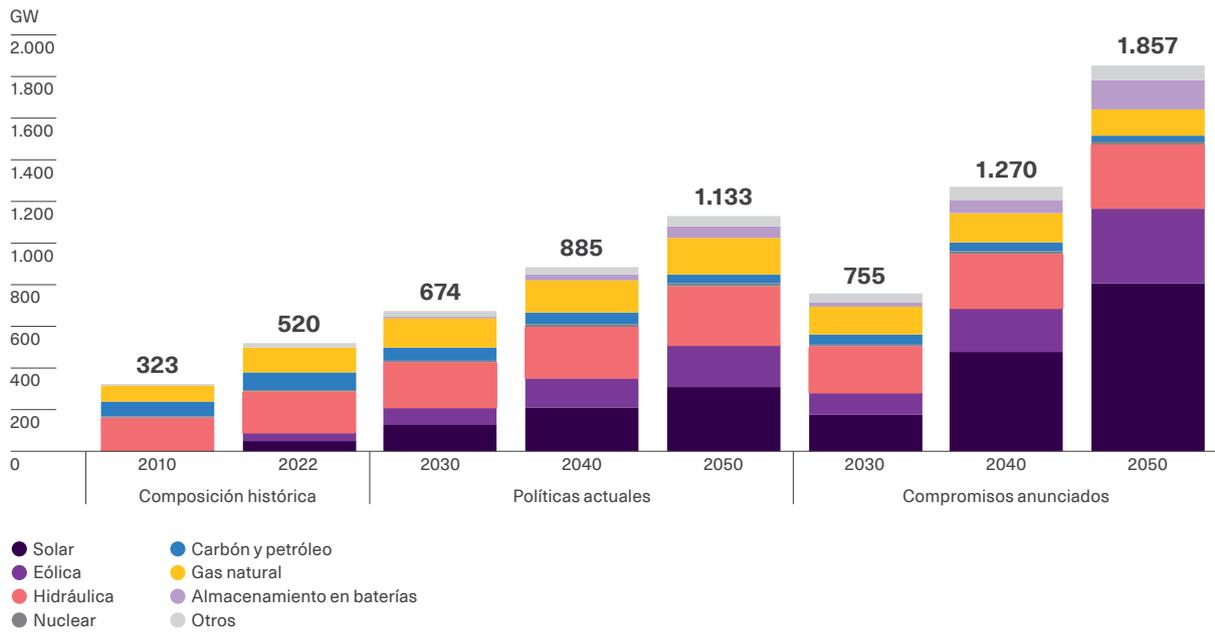
Gráfico 1.11

Participación de la electricidad en el consumo final de energía en América Latina y el Caribe



Fuente: Elaboración propia con base en AIE (2023).

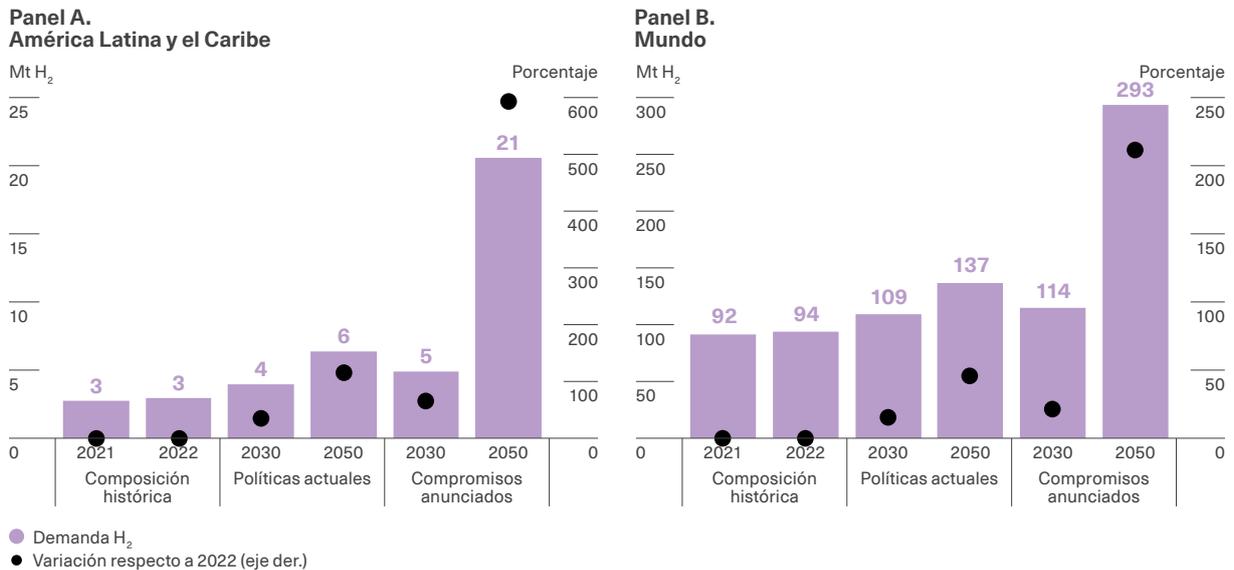
Gráfico 1.12
Capacidad eléctrica en América Latina y el Caribe



Nota: El gráfico muestra cómo se compone la capacidad eléctrica en la actualidad y en los escenarios de políticas actuales y compromisos asumidos de la AIE. La categoría "otros" incluye bioenergía, energía geotérmica, energía marina, hidrógeno y amoníaco.

Fuente: Elaboración propia con base en AIE (2023).

Gráfico 1.13
Demanda de hidrógeno



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



El futuro para América Latina y el Caribe debe ser uno de crecimiento económico, inclusión y respeto al medio ambiente. Así, la transición energética deberá procurar principios de justicia entre los países, entre los ciudadanos dentro de los países y entre generaciones

Conviene insistir en que estos escenarios no representan pronósticos, sino marcos de referencia para articular acciones climáticas. También conviene destacar que tanto los escenarios como los cambios efectivos que ocurran en el ámbito energético dependerán de manera muy importante de las condiciones propias de cada país. En cualquier caso, el futuro para América Latina y el Caribe debe ser uno de crecimiento económico, inclusión y respeto al medio ambiente. Así, la transición energética deberá procurar principios de justicia entre países, entre ciudadanos dentro de los países y entre generaciones. Ello implica atender viejas tareas y enfrentar nuevos desafíos (ver el capítulo 10).



Anatomía del desacople

- Marco conceptual para la descomposición de las emisiones

- Comparación internacional de las dinámicas de desacople

- Intensidad energética y el rol de la estructura económica

- Intensidad de emisiones y dieta energética en América Latina y el Caribe



Mensajes clave

1

Durante el siglo XX, el crecimiento económico de los países usualmente vino acompañado de un incremento en las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). El desarrollo sostenible exige un cambio en esta relación histórica a fin de crecer y, simultáneamente, reducir las emisiones. La experiencia reciente de los países desarrollados señala que esta senda es tecnológicamente posible.

2

La condición para obtener ese crecimiento económico con una reducción de las emisiones de GEI, lo que se llama desacople, es lograr una caída en las emisiones por unidad de producto lo suficientemente grande para contrarrestar con creces el efecto conjunto del crecimiento de la población y del producto por habitante. Durante este siglo, la mayoría de los países de la región han conseguido reducir las emisiones por unidad de producto, pero no lo suficiente.

3

Según los compromisos climáticos establecidos en el marco del Acuerdo de París, reflejados en las contribuciones determinadas a nivel nacional (CDN), el nivel de emisiones totales de los países de América Latina y el Caribe para 2030 debería ser alrededor de un 11 % menos que en 2020. Para cumplir ese objetivo, considerando el aumento poblacional esperado y un crecimiento del PIB per cápita del 4 % anual, las emisiones por unidad de producto deben bajar anualmente en un 5,5 %. Ese descenso es mayor que el ocurrido en los últimos 10 años en la región, donde las emisiones por unidad de producto han caído en promedio el 2,6 % anual.

4

Las emisiones por unidad de producto dependen de la intensidad energética y de emisiones. La evidencia sugiere que los países que han logrado una mitigación exitosa favorable al desacople, en general, han reducido simultáneamente ambas variables. En lo que va del siglo, la contribución de las caídas en la intensidad energética parece haber tenido un rol más importante; no obstante, la reducción en la intensidad de emisiones ha ganado un peso creciente. Este cambio muy posiblemente se explique, entre otras cosas, por el notable abaratamiento de las fuentes renovables no convencionales, que permitió incrementar la participación de estas en la generación de electricidad.

5

La intensidad de emisiones vinculadas al consumo de energía y a los procesos industriales ha disminuido desde principios del siglo XXI en alrededor del 0,24 % anual en promedio en América Latina y en el 0,12 % en el Caribe. En contraste, en los países de la OCDE ha bajado en un 0,72 % anual. La menor caída de la región con relación al mundo desarrollado parece vincularse con la menor penetración de las fuentes renovables no convencionales y el incremento de las fósiles en la generación eléctrica, aunque afortunadamente, con un sesgo hacia el gas, lo que permitió reducir el contenido de carbono de la generación térmica.

6

Durante el siglo XXI, los países de América Latina han reducido su intensidad energética en una tasa anual del 0,50 % y los del Caribe, del 1,76 %. No obstante, en 2019, la intensidad energética de los países de la región era un 48 % más alta que la de los países de la OCDE.

7

Los niveles de intensidad energética de los sectores y subsectores difieren notablemente entre sí; por ello, la estructura económica afecta la intensidad energética de la economía en su conjunto. En efecto, se ha encontrado que, en la última década del siglo, el cambio en la composición sectorial de las economías de América Latina y el Caribe contrarrestó parcialmente las reducciones que se obtuvieron en la intensidad energética de los diferentes sectores, en parte atribuibles a ganancias de eficiencia energética.

8

Una parte importante de las diferencias en la intensidad energética entre países responde a que tienen distinta estructura económica y no exclusivamente a diferencias en la eficiencia energética. El hecho de que la estructura económica tenga implicaciones para la intensidad energética agregada no resta importancia al rol de la eficiencia energética. Sin embargo, sí señala que los desafíos del desacople no pueden ser evaluados de espaldas a las transformaciones estructurales de las economías.

Anatomía del desacople¹

Introducción

En los últimos 80 años el producto por habitante a nivel mundial se ha casi quintuplicado. Lamentablemente, debido en parte a este crecimiento económico formidable, las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) se han multiplicado por siete. Durante ese período, América Latina y el Caribe (ALyC) también ha crecido, pero no lo suficiente para reducir la brecha de ingreso por habitante respecto a los países avanzados. Para cerrar esa brecha, la región debe crecer de manera continua y a tasas superiores a las del mundo desarrollado. No obstante, este necesario proceso lo debe experimentar en un escenario diferente: el de una transición energética que busque reducir las emisiones de GEI.

La viabilidad de lograr un crecimiento vigoroso con una reducción de las emisiones, un proceso denominado desacople (conocido también por el término inglés *decoupling*), depende de un cúmulo de factores ambientales, tecnológicos, regulatorios, económicos e incluso culturales. Una variable que recoge de manera sintética la incidencia de todos estos factores es la de emisiones por unidad de producto. Las

emisiones de un país en un momento dado se pueden expresar como la multiplicación de tres variables: las emisiones por unidad de producto, el producto interno bruto (PIB) per cápita y la población. En consecuencia, el desacople se da cuando las emisiones por unidad de producto disminuyen más que la suma del crecimiento poblacional y del producto por habitante. Esta caída de las emisiones por unidad de producto puede lograrse ya sea reduciendo la intensidad de emisiones (definida como las emisiones por unidad de energía consumida) o bajando la intensidad energética (definida como la energía consumida por unidad de producto).



Para que el desacople tenga lugar, las emisiones por unidad de producto deben disminuir hasta un nivel que supere la suma del crecimiento poblacional y del producto por habitante

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

En este capítulo se adopta una perspectiva contable de la relación entre el crecimiento de las emisiones y el crecimiento económico. Este tipo de análisis, si bien no apunta a discutir las políticas e instituciones que favorecen el desacople, tema explorado a lo largo del reporte, pone en perspectiva el tamaño del desafío, así como el rol que desempeñan factores como la eficiencia energética, la estructura económica y la descarbonización del consumo energético para lograr esa desconexión. El capítulo se enfoca en las emisiones originadas en el consumo de energía fósil y en los procesos industriales, las cuales están vinculadas a la temática principal del reporte: la transición energética.

Para comenzar, se repasan los datos conjuntos de crecimiento de las emisiones y del producto por habitante. El análisis contrasta la experiencia de la región con la de los países desarrollados y compara la situación vivida a finales del siglo pasado con lo ocurrido en las dos primeras décadas del presente siglo.

Seguidamente, se explora la exigencia de mitigación implícita en los compromisos de reducción de las emisiones asumidos por los países de la región para 2030 según sus contribuciones determinadas a nivel nacional (CDN), tomando en consideración su crecimiento demográfico esperado y diferentes escenarios de aumento del PIB per cápita. A continuación, el capítulo examina la experiencia de aquellos países que han logrado un desacople favorable en lo que va de siglo con la intención de evaluar la contribución relativa de las reducciones en la intensidad energética y de la intensidad de emisiones en el logro de la mitigación. Finalmente, el capítulo se centra en los dos determinantes de las emisiones por producto. En primer lugar, estudia la composición del consumo de energía, determinante de la intensidad de emisiones, para cerrar con un análisis de la intensidad energética, poniendo especial énfasis en el rol que tiene la estructura económica.

El reto del desacople

La región de América Latina y el Caribe tiene por delante un triple desafío: reducir la brecha del producto por habitante respecto al mundo desarrollado, disminuir la desigualdad y la pobreza, y proteger el medio ambiente, todo esto en un contexto global de transición energética². Sin desmeritar la importancia del desafío de la inclusión y su vinculación con la transición energética, este apartado está focalizado en la relación entre el crecimiento del producto y las emisiones.

Un concepto clave en esta relación es el desacople, que ocurre cuando, en un contexto de crecimiento del PIB per cápita, las emisiones del país no crecen (desacople absoluto) o crecen en menor proporción

que su producto por habitante (desacople relativo) (Hubacek et al., 2021). En este capítulo, se aborda el desafío del desacople siguiendo el marco conceptual descrito en el recuadro 2.1.

Como se explica en ese recuadro y se menciona en la introducción, para lograr el desacople, la caída de las emisiones por unidad de producto debe exceder la suma del crecimiento demográfico y del PIB por habitante. Esto lleva a preguntarse ¿cómo se han comportado estos términos en el último siglo?

² El desafío ambiental trasciende lo referente a la mitigación del cambio climático, e incluye, entre otros temas, la adaptación frente a los riesgos que este fenómeno conlleva y la protección de los ecosistemas y de la biodiversidad. Este capítulo se centra en el tema de las emisiones de GEI, muy vinculado al problema del calentamiento global, con un foco particular en aquellas provenientes del consumo de energía fósil y los procesos industriales. Es decir, se excluyen las emisiones vinculadas al sector agrícola, silvicultor y a otros usos de la tierra (ASOUT), ya que están mucho menos relacionadas con el tema de la transición energética. Como se comenta en el primer capítulo, una característica de algunos países de la región, como Brasil, Paraguay o Uruguay, es la importancia de las emisiones provenientes del sector ASOUT. Un análisis para América Latina y el Caribe de los temas ambientales que van más allá de la transición energética puede encontrarse en Brassiolo et al. (2023).

Recuadro 2.1

Anatomía del desacople: un marco contable

Las emisiones de un país se pueden expresar como el producto de tres términos: las emisiones por unidad de producto, el PIB per cápita y la población^a. Para que ocurra el desacople, las emisiones por unidad de producto deben caer por encima de la suma del crecimiento de la población y del producto por habitante.

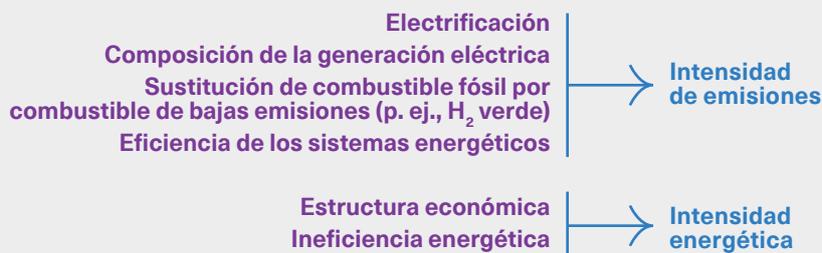
$$\text{Emisiones} = \text{Emisiones por unidad de producto} \times \text{PIB per cápita} \times \text{Población}$$

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

$$\text{Emisiones por unidad de producto} = \text{Intensidad de emisiones} \times \text{Intensidad energética}$$

La intensidad de emisiones depende de cuál sea la fuente de energía que se consume. Cuanto menos componente fósil tenga la “dieta energética”, más tenderá a caer la intensidad de emisiones. Esto se logra, electrificando procesos dependientes del combustible fósil (por ejemplo, el transporte) e incrementando simultáneamente la importancia de las energías renovables en la generación de electricidad. También, se consigue sustituyendo el consumo de combustible fósil por combustible de bajas o nulas emisiones, como el hidrógeno verde, o mejorando la eficiencia de los sistemas energéticos.

Por su parte, la intensidad energética de un país puede ser alta porque sus diferentes industrias tienen una alta intensidad energética (en relación con las mismas industrias en otros países) o porque su economía se concentra en industrias que son, en cualquier país, de alta intensidad energética (por ejemplo, el transporte). El primer componente se podría asociar al concepto de ineficiencia energética y el segundo, al rol de la estructura económica.



El tipo de análisis contable desarrollado en este capítulo, si bien no apunta a discutir las políticas e instituciones que favorecen un crecimiento económico con reducción de emisiones, sí pone en perspectiva la magnitud del desafío del desacople, así como el rol que desempeñan factores como la eficiencia energética, la estructura económica y la descarbonización del consumo energético para lograrlo.

a. Esta identidad se aplica independientemente de que se hable de emisiones totales o vinculadas al consumo de energía y a los procesos industriales siempre y cuando las emisiones por unidad de producto se midan en los mismos términos. No obstante, la elección del componente de emisiones limita la pregunta que se responde. Por ejemplo, si se eligen emisiones vinculadas a los combustibles fósiles y los procesos industriales (CFPI), se estaría respondiendo a la pregunta de si es posible crecer económicamente y, a la vez, reducir las emisiones de origen energético y vinculadas a dichos procesos.

Desde 1940, el producto por habitante se ha multiplicado por un factor cercano a cinco y la población por un poco más de cuatro, como muestra el gráfico 2.1. Si bien las emisiones globales por unidad de producto han caído hasta situarse en menos de la mitad, ese descenso no ha bastado para compensar con creces el efecto del crecimiento de las otras dos variables en las emisiones, las cuales se han multiplicado por algo más de siete.

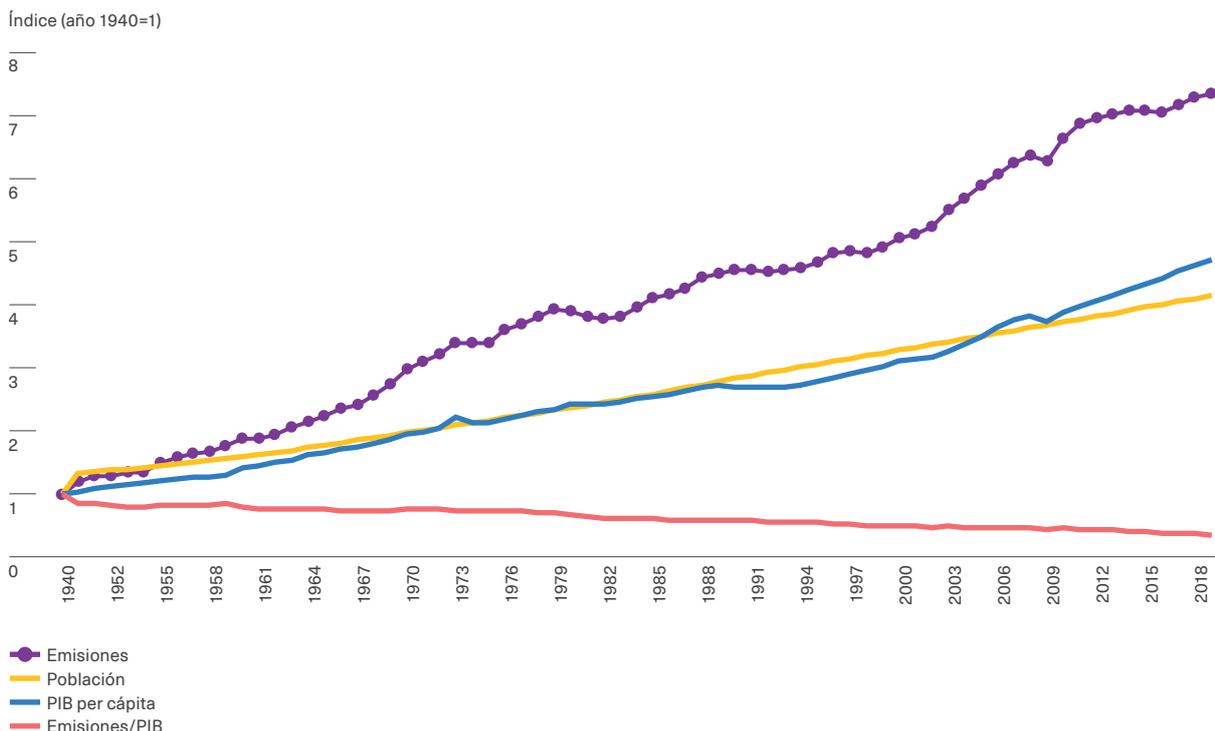
Es útil revisar la discusión anterior con información detallada a nivel de países y un foco en las emisiones de origen energético y de los procesos industriales. A tal fin, se comparan las dos últimas décadas del siglo XX con lo ocurrido en las dos primeras décadas del nuevo siglo. Como se observa en el gráfico 2.2, durante la etapa final del siglo pasado, el crecimiento económico usualmente

vino acompañado de una mayor emisión de GEI asociada al consumo de energía fósil y a los procesos industriales. Esto fue cierto tanto para la mayoría de los países de la región como para una parte importante de los países más desarrollados, con algunas excepciones, como Alemania, Bélgica y Francia, entre otros.

● ●
Si bien las emisiones mundiales por unidad de producto son ahora menos de la mitad que hace ocho décadas, su caída no ha bastado para compensar con creces el efecto conjunto del crecimiento demográfico y del PIB per cápita en las emisiones

Gráfico 2.1

Evolución de las emisiones mundiales de CO₂ y componentes que las determinan



Nota: El gráfico muestra la evolución desde 1940 a 2019 de las emisiones totales de dióxido de carbono y sus componentes. Los valores se muestran como números índices, con el año 1940 como base (igual a 1). El producto bruto interno está medido en dólares (USD) constantes de 2011. Los datos para el producto y población se tomaron del Banco Mundial (disponibles a partir de los años 1990 y 1960, respectivamente). Para años anteriores, se estimaron ambas series a partir de la tasa de crecimiento anual implícita en los datos del Proyecto de Base de Datos de Maddison (versión 2020).

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

Por ejemplo, los países de América Latina tuvieron, en promedio, un crecimiento del producto por habitante equivalente al 0,3 % anual durante las dos últimas décadas del siglo XX y un crecimiento promedio de las emisiones asociadas al uso de combustibles fósiles y a los procesos industriales (CFPI) de alrededor del 2,2 % anual. Las tasas de crecimiento promedio del PIB per cápita y de las emisiones para los países del Caribe fueron similares: 1,0 % y 2,8 % respectivamente. Por último, los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) experimentaron, en promedio, una suerte de desacople relativo, con un incremento del PIB per cápita mayor que el aumento de las emisiones, pero sin lograr crecer y a la vez reducir las emisiones (ver el gráfico 2.2).

¿Cómo ha sido el comportamiento de estas variables en el nuevo siglo? ¿Es posible un crecimiento económico en el contexto de esta nueva transición energética?



América Latina y el Caribe muestran una tendencia de crecimiento del producto con aumento de las emisiones. En contraste, los países de la OCDE tuvieron una mayor tendencia a lograr un desacople absoluto

Nuevamente, en este siglo, América Latina y el Caribe muestran una tendencia de crecimiento del producto con aumento de las emisiones, exceptuando la experiencia de Barbados, Cuba y Jamaica, los cuales lograron ligeras reducciones en las emisiones. En contraste, la experiencia del mundo desarrollado es diferente: los países de la OCDE tuvieron una mayor tendencia a crecer en su producto por habitante, reduciendo sus emisiones y logrando un desacople absoluto. En este grupo de países, la tasa de crecimiento promedio del PIB per cápita fue del 1,1 %, mientras que la tasa de reducción de las emisiones fue del 0,5 %.

Este resultado pone una luz de optimismo y sugiere que la tecnología para alcanzar el desacople absoluto entre el crecimiento económico y las emisiones asociadas a los procesos industriales parece estar disponible en el mundo. Ahora bien, ¿cuentan los países de América Latina y el Caribe con las instituciones necesarias para lograr este desacople?

El concepto de desacople no recoge toda la información asociada al éxito de crecer controlando las emisiones. Por ejemplo, tanto Barbados como Dinamarca tuvieron un desacople absoluto en las primeras dos décadas del siglo XXI; no obstante, el crecimiento del primer país fue de apenas el 0,14 % anual, por debajo del 0,79 % del segundo, mientras que la reducción de las emisiones del país caribeño fue del 0,57 % anual, por debajo de la reducción de emisiones alcanzada por el europeo, del 2,90 % anual. La diferencia entre el crecimiento del producto per cápita y de las emisiones podría ser una variable que ofrece más información y recoge la naturaleza no binaria del esfuerzo de mitigación. En adelante, se denominará a esta variable éxito en mitigación.

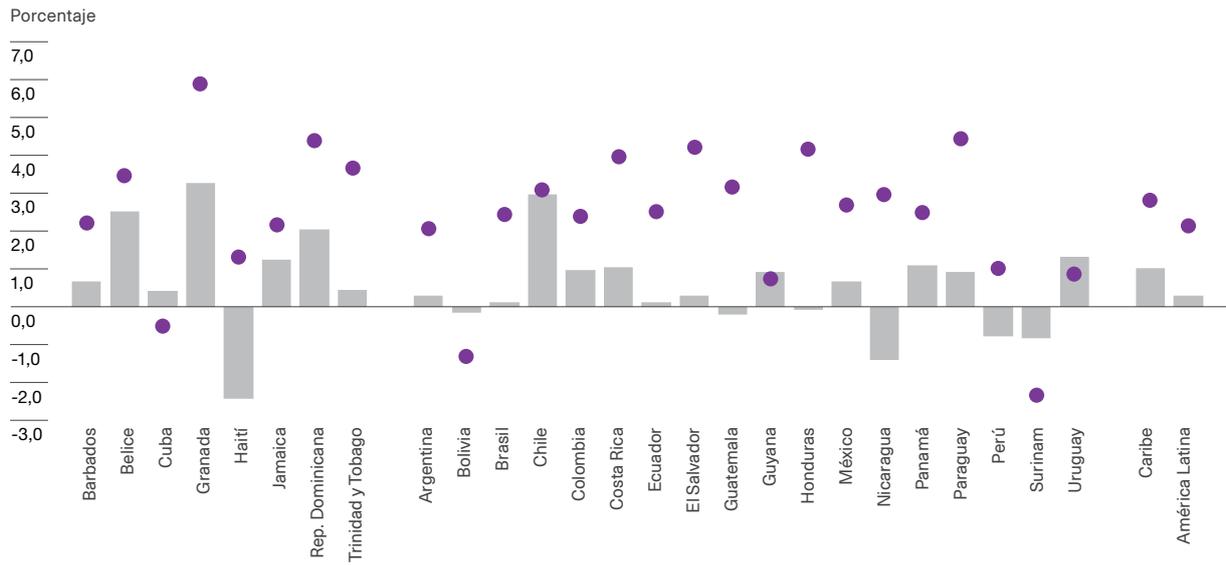
El éxito de mitigación se asocia directamente con la caída de las emisiones por unidad de producto³. En la fuerte reducción de esta variable está la clave para crecer vigorosamente en producto por habitante y, a la vez, reducir las emisiones. La evolución de las emisiones por unidad de PIB en la región ha sido favorable, pero insuficiente para lograr el desacople absoluto. Durante las dos primeras décadas de este siglo, América Latina redujo este término a una tasa anual del 0,74 % y Caribe, el 1,87 %. En contraste, los países de la OCDE lo redujeron a una tasa anual del 2,33 % (ver el cuadro 2.1).

3 En efecto, si se representan las tasas de crecimiento como diferencias logarítmicas, el éxito de mitigación menos el crecimiento poblacional es exactamente igual a la caída en las emisiones por unidad de PIB.

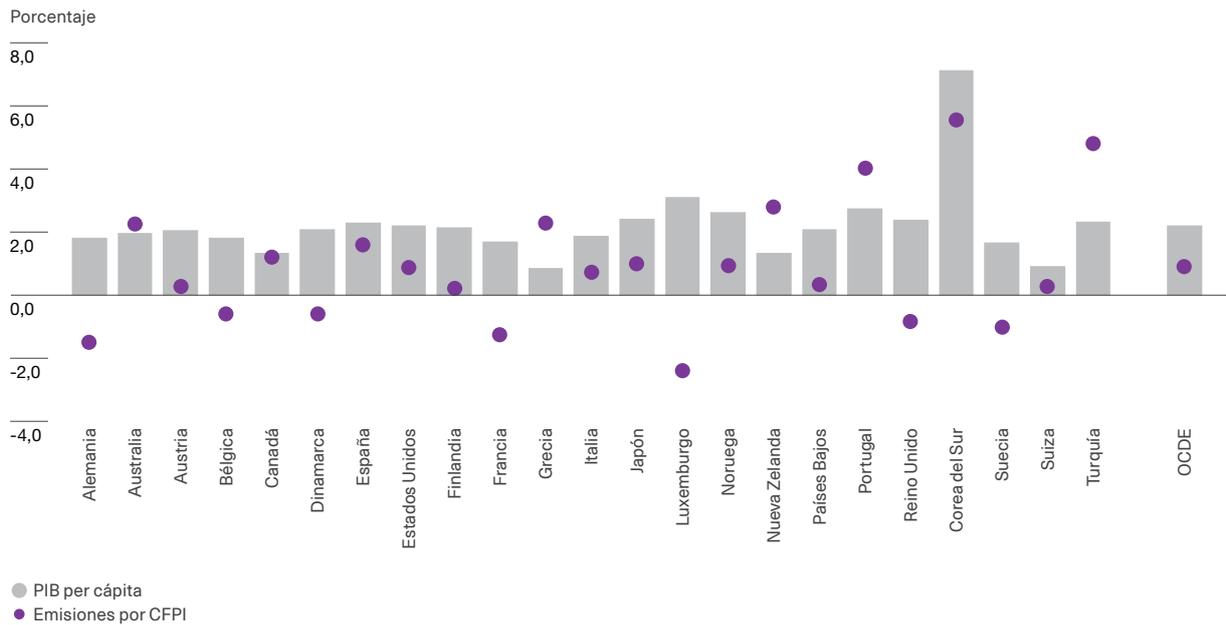
Gráfico 2.2

Crecimiento del PIB por habitante frente a crecimiento de las emisiones

Panel A.
Países de América Latina y el Caribe, 1980-1999



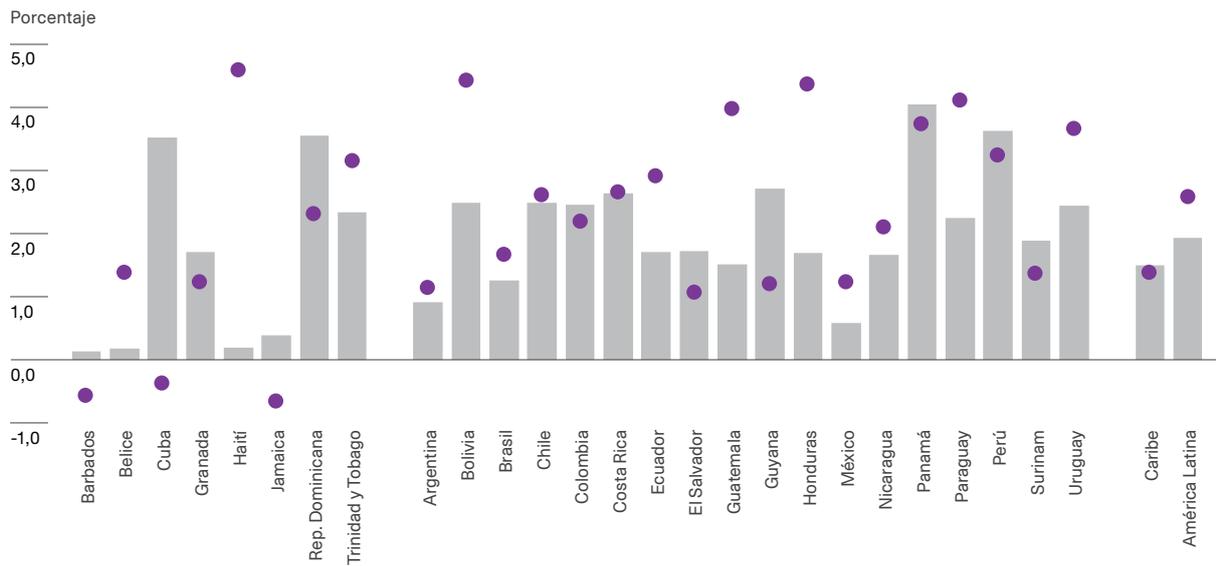
Panel B.
Países de la OCDE, 1980-1999



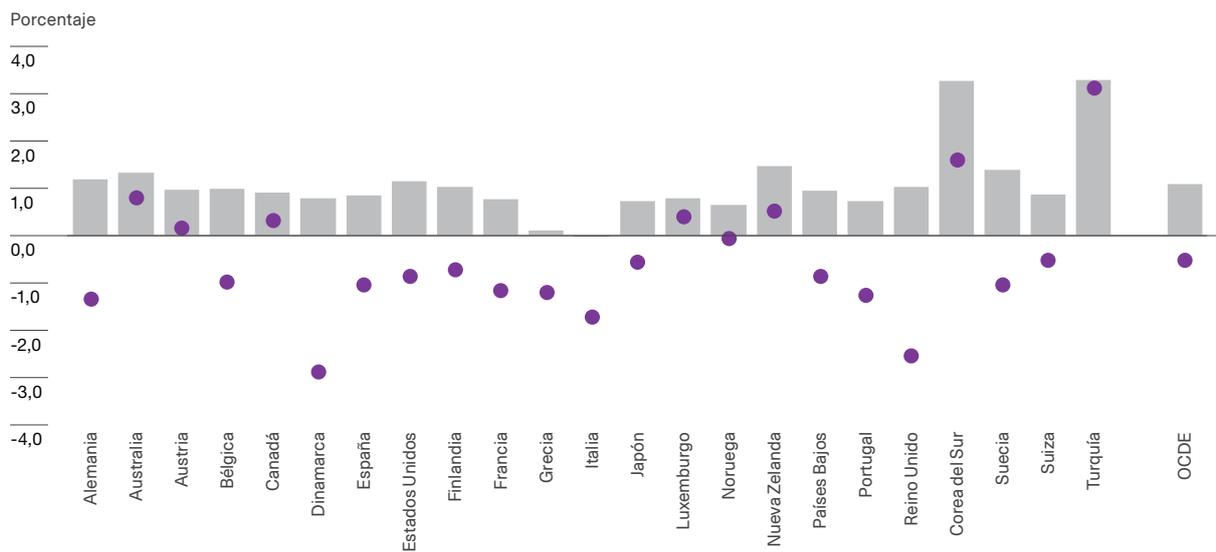
● PIB per cápita
● Emisiones por CFPI

Continúa en la página siguiente →

Panel C.
Países de América Latina y el Caribe, 2000-2019



Panel D.
Países de la OCDE, 2000-2019



● PIB per cápita
● Emisiones por CFPI

Nota: Los gráficos comparan la tasa de crecimiento del PIB per cápita con las tasas de crecimiento de las emisiones asociadas con el uso de CFPI. Las tasas de crecimiento representan variaciones logarítmicas anualizadas. Las emisiones de CFPI se construyen como la suma de las emisiones provenientes de los siguientes sectores: residencial, sistemas energéticos, industrias y transporte. El promedio de la región se refiere al promedio simple de los países correspondientes. Si, en vez de calcular el promedio simple por región, se agregaran las emisiones y el producto a nivel regional, las tasas de crecimiento regionales cambiarían, pero el mensaje sería el mismo: la OCDE ha podido hacer el desacople en las dos primeras décadas del siglo XXI, mientras que América Latina y el Caribe no lo ha alcanzado.

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



Cuadro 2.1
Emisiones por unidad de producto

País o región	Emisiones CFPI/PIB (millones de tCO ₂ eq)		Variación promedio anual (porcentaje)
	2000	2019	
Antigua y Barbuda	0,44	0,37	-1,01
Argentina	0,49	0,42	-0,80
Bahamas	0,33	0,21	-2,32
Barbados	0,38	0,31	-1,02
Belice	0,43	0,33	-1,34
Bolivia	0,88	0,92	0,28
Brasil	0,43	0,38	-0,58
Chile	0,55	0,45	-1,02
Colombia	0,59	0,44	-1,57
Costa Rica	0,23	0,18	-1,28
Cuba	0,80	0,37	-4,00
Dominica	0,34	0,38	0,60
Ecuador	0,60	0,55	-0,48
El Salvador	0,45	0,38	-0,93
Granada	0,29	0,23	-1,17
Guatemala	0,43	0,48	0,57
Guyana	0,62	0,44	-1,78
Haití	0,37	0,64	2,87
Honduras	0,66	0,73	0,55
Jamaica	0,86	0,66	-1,44
México	0,61	0,54	-0,64
Nicaragua	0,78	0,65	-0,96
Panamá	0,31	0,21	-2,11
Paraguay	0,28	0,32	0,58
Perú	0,47	0,35	-1,50
República Dominicana	0,63	0,39	-2,51
San Cristóbal y Nieves	0,29	0,19	-2,22
Santa Lucía	0,27	0,24	-0,70
San Vicente y las Granadinas	0,28	0,21	-1,47
Surinam	0,63	0,46	-1,72
Trinidad y Tobago	2,12	2,17	0,12
Uruguay	0,18	0,22	0,99
América Latina	0,50	0,44	-0,74
El Caribe	0,84	0,59	-1,87
OCDE	0,41	0,26	-2,33

Nota: El cuadro muestra las emisiones de GEI asociadas a CFPI generadas por cada USD 1.000 de PIB de cada país y región en 2000 y 2019 y su variación promedio anual (logarítmica) en el periodo. Las emisiones están medidas en millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente (MtCO₂eq). El PBI está medido en miles de dólares constantes del año 2010. La variación logarítmica se calcula como la diferencia del logaritmo de emisiones en 2019 y en 2000, dividida por el número de años del periodo (19). Se incluyen los países de la Comunidad de Estados Latinoamericanos y Caribeños (CELAC), con excepción de Venezuela por no disponer de datos sobre PIB posteriores a 2014. Si se considera para este país el PIB (en dólares corrientes de 2014) deflactado por el índice de precios implícitos de Estados Unidos, el indicador de emisiones por producto arroja una caída promedio anual del 2,7 % en el periodo 2000-2014. Los valores de cada región se obtuvieron a partir de la agregación de emisiones y producto de una muestra de países. La selección de países para América Latina y el Caribe se realizó a fin de garantizar la comparabilidad con los cuadros 2.3 y 2.4. Se puede consultar la lista de países considerados en cada región en el apéndice del capítulo disponible en línea.

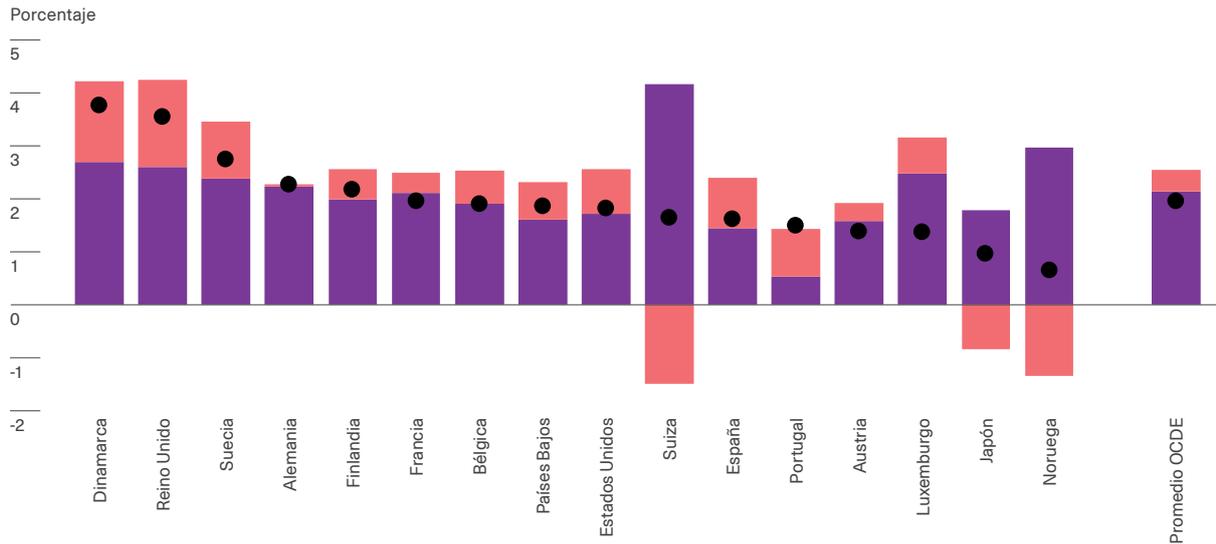
Fuente: Elaboración propia con base en Banco Mundial (2023c) y Minx et al. (2021).

Gráfico 2.3

Éxito de mitigación, reducción de la intensidad de emisiones y de la intensidad energética

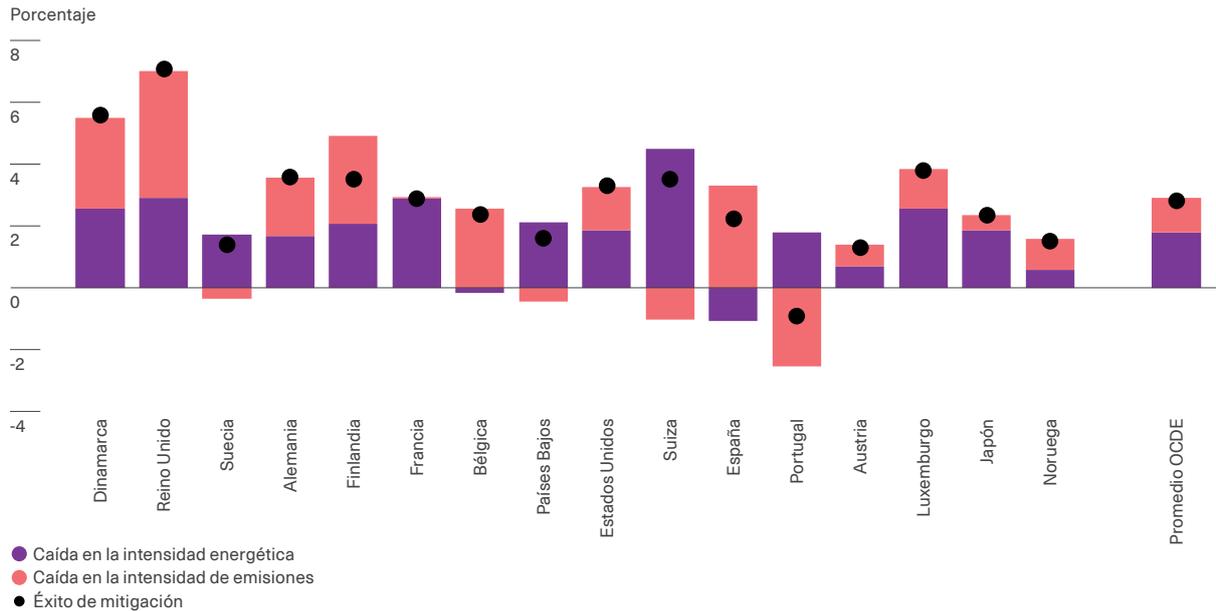
Panel A.

Desacople en países de la OCDE por reducción de las emisiones por CFPI en el periodo 2000-2018



Panel B.

Desacople en países de la OCDE por reducción de emisiones por CFPI en el periodo 2013-2018



Nota: El gráfico presenta la tasa de crecimiento de la intensidad energética (energía/PIB), la tasa de crecimiento de la intensidad de emisiones (emisiones/energía) y el éxito de mitigación, definido como la diferencia entre la tasa de crecimiento del PIB per cápita y de las emisiones. Las emisiones se refieren al componente de CFPI, incluyendo los siguientes sectores: residencial, sistemas energéticos, industria y transporte. Las tasas de crecimiento se refieren a variaciones logarítmicas anualizadas. El gráfico contempla únicamente a los países de la OCDE que experimentaron desacople absoluto en el periodo 2000 a 2018, es decir, que redujeron las emisiones por CFPI a la vez que crecieron en términos de producto per cápita.

Fuente: Elaboración propia con base en Minx et al. (2021) y datos procesados por Our World in Data (2023a), tomados de Global Carbon Budget (2023) y Maddison Project Database 2020 (Bolt and van Zanden, 2020).

Como se mencionó anteriormente, la disminución de las emisiones por unidad de PIB se puede lograr reduciendo la intensidad de emisiones o la intensidad energética (ver el recuadro 2.1). Sin embargo, la evidencia parece sugerir que los países que han logrado el desacople (absoluto) en este siglo lo han hecho reduciendo simultáneamente ambos componentes. La contribución de la caída en la intensidad energética parece haber tenido un rol más importante durante los últimos 20 años. No obstante, el término asociado a la intensidad de emisiones ha tenido una importancia creciente conforme el siglo avanza, muy posiblemente explicado por el abaratamiento de las fuentes de energía renovables no convencionales.

Estas afirmaciones se verifican en el gráfico 2.3, donde se observa el éxito de mitigación (punto negro) y la tasa de variación de la intensidad energética (barra morada) y de la intensidad de emisiones (barra rosada) para los países que lograron el desacople. El gráfico presenta los datos para el período 2000-2018 y para el subperíodo 2013-2018.

Esfuerzo de mitigación hacia 2030

Como se discutió en el capítulo anterior, América Latina y el Caribe se ha comprometido a reducir para 2030 sus emisiones totales alrededor de un 10 % en promedio con relación a sus valores de 2020. En primera instancia, este porcentaje podría parecer modesto al compararlo con las disminuciones asumidas por el mundo desarrollado. Sin embargo, tiene implícito un esfuerzo comparable en términos de descenso de las emisiones por unidad de producto teniendo en cuenta que, para alcanzar los niveles de calidad de vida de los países desarrollados, los países de la región deberán lograr un crecimiento del producto por habitante superior.

Los países en desarrollo, como los de América Latina y el Caribe, no solo suelen tener una mayor tasa de crecimiento poblacional, sino que también deben aspirar a tasas de crecimiento del PIB per cápita más altas que las de los países desarrollados si quieren cerrar la brecha existente con estos últimos. Ambos



La evidencia parece sugerir que los países que han logrado el desacople (absoluto) en este siglo, lo han hecho reduciendo simultáneamente la intensidad de emisiones y la intensidad energética

Como se observa en el panel A del gráfico, de los 16 países de la OCDE que hicieron un desacople absoluto entre 2000 y 2018, 13 redujeron simultáneamente la intensidad energética y de emisiones. Por otra parte, para el período 2000-2018, la caída de la intensidad energética es en promedio 5 veces mayor que la del factor de emisiones. Para el período 2013-2018, el descenso promedio en ambas variables fue de 1,8 en la intensidad energética y de 1,1 en la intensidad de emisiones.

factores tienden a incrementar el nivel de emisiones del país y hacen más retador alcanzar cualquier objetivo de emisiones. Si se incorporan estos elementos de alguna manera (ver el recuadro 2.2), los niveles de esfuerzo de los países desarrollados y los de la región lucen más similares.

El cuadro 2.2, por ejemplo, muestra la tasa de variación anual promedio entre 2020 y 2030 de las emisiones por unidad de producto para cumplir con la meta de emisiones de las CDN bajo diferentes escenarios. El cuadro presenta los valores promedios para diferentes regiones⁴. El escenario 1 impone la tasa de crecimiento poblacional proyectada por cada región y una tasa de crecimiento del producto per cápita igual a cero. En los dos últimos escenarios, se impone la misma tasa de crecimiento demográfico proyectada, pero se contempla un crecimiento del PIB per cápita del 2 % en el escenario 2 y del 4 % en el escenario 3.

4 En el cuadro A.2.1 del apéndice, disponible en línea, se presentan los valores para los países de América Latina y el Caribe.

Recuadro 2.2

Una medida del esfuerzo de mitigación corregida por expectativas de crecimiento poblacional y económico

En cualquier momento del tiempo, las emisiones de un país (E_t) se pueden escribir como el producto de tres variables:

$$E_t = \frac{E_t}{\text{PIB}_t} * \frac{\text{PIB}_t}{\text{Pob}_t} * \text{Pob}_t \quad (1)$$

Donde, PIB es el producto y Pob_t es la población.

Si se comparan los componentes de la ecuación (1) en dos momentos del tiempo y se denota G_z a la tasa de cambio (anualizada) de z entre dos periodos de tiempo, se puede escribir:

$$(1+G_e) = (1+G_{e/\text{PIB}}) * (1+G_{e/\text{PIB}/\text{Pob}}) * (1+G_{\text{Pob}}) \quad (2)$$

Estas ecuaciones dejan claro que conforme la población de un país y su producto crecen, también tenderán a aumentar las emisiones (dado $G_{e/\text{PIB}}$).

Es de esperar que regiones en desarrollo tengan una mayor tasa de crecimiento demográfico y del PIB per cápita que el mundo desarrollado. Por lo tanto, un determinado nivel de reducción de las emisiones puede ser más desafiante en términos de los esfuerzos de mitigación para un país en desarrollo que para uno desarrollado.

Una medida alternativa del esfuerzo de mitigación es $G_{e/\text{PIB}}$, un término que depende de la intensidad energética y de la intensidad de emisiones, dos objetivos clave de la estrategia de mitigación en la transición energética.

En consecuencia, una medida corregida del esfuerzo energético es:

$$G_{e/\text{PIB}} = \frac{(1+G_e)}{(1+G_{\text{Pob}})(1+G_{\text{PIB}/\text{Pob}})} - 1$$

Estas medidas se presentan en el cuadro 2.2 para diferentes escenarios de crecimiento económico.

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

Esta caída del 5,5 % en las emisiones por unidad de producto, coherente con las metas de emisiones y un crecimiento del 4 % del PIB per cápita, es superior a la reducción registrada por este indicador en los últimos 10 años en la región (aproximadamente

un 2,56 % anual). Esto señala la importancia de no retrasar los esfuerzos de mitigación para reducir las emisiones por producto



Dado el crecimiento poblacional esperado, si el PIB per cápita de América Latina y el Caribe crece un 4 % anual, la región debe reducir sus emisiones por PIB alrededor del 5,5 % anual

Cuadro 2.2

Esfuerzo en mitigación para 2030 por región

Región	Cantidad de países	Variación promedio anual de emisiones GEI por PIB en 2010-2020 (porcentaje)	Variación promedio anual de emisiones GEI por PIB en 2020-2030 (porcentaje)			Emisiones GEI 2030 - Meta CDN (MtCO ₂ eq)
			Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	
África	37	-1,04	-0,02	-1,98	-3,87	3.805
América del Norte	2	-3,19	-5,17	-7,03	-8,82	3.766
América Latina y el Caribe	21	-2,56	-1,72	-3,65	-5,50	2.952
Asia (sin China e India)	19	-0,11	0,37	-1,60	-3,49	6.081
China	1	-4,32	0,37	-1,59	-3,49	12.804
India	1	-2,91	1,30	-0,69	-2,60	3.910
Oceanía	6	-2,04	-6,62	-8,45	-10,21	390
Unión Europea	27	-2,97	-3,35	-5,24	-7,06	2.085
Resto de Europa	19	-0,76	4,15	2,11	0,15	3.927
Total	133	-1,78	-0,70	-2,65	-4,52	39.720

Nota: El cuadro muestra, para cada región o país, la tasa de variación promedio anual de las emisiones de GEI por unidad de producto entre 2010 y 2020 y la compara con la tasa de variación promedio anual necesaria entre 2020 y 2030 para cumplir con la meta de mitigación declarada por cada país en su CDN bajo tres escenarios diferentes. En todos ellos, se toma la tasa de crecimiento poblacional que surge de las proyecciones de Naciones Unidas; sin embargo, el escenario 1 considera un crecimiento del PIB per cápita del 0 % anual; en el escenario 2, el PIB per cápita aumenta el 2 % anual y en el escenario 3, el 4 % anual. Las emisiones netas de GEI (expresadas en millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente [MtCO₂eq]) para 2030 fueron estimadas aplicando la meta de mitigación incondicional de los países al nivel de emisiones base declarado en su CDN (en el año de referencia o en un escenario sin cambios). Para los países que no especifican los sectores incluidos en la meta, se asume que esta contempla todos los sectores (incluido el UTCUTS), mientras que, si los países aclaran que la meta no abarca el UTCUTS, se usan las emisiones sin ese sector. En el apéndice del capítulo disponible en línea se detallan los países incluidos en cada región y se replica el cuadro para los países de América Latina y el Caribe.

Fuente: Elaboración propia con base en Banco Mundial (2023c, 2023f); Climate Watch (2023b), Naciones Unidas (2022), Secretaría de la CMNUCC (2023) y Brassiolo et al. (2023).

Intensidad de emisiones y “dieta” energética en América Latina y el Caribe

En este apartado se presenta un diagnóstico sobre la composición del consumo de energía y de la generación eléctrica. El factor de emisiones (energéticas) por unidad de energía, o intensidad de emisiones, tiende a caer a medida que esta “dieta energética” tiene menos componente fósil. Un punto de partida es precisamente observar la evolución de la intensidad de emisiones.

Si se toman las emisiones asociadas a CFPI, presentadas en el cuadro 2.3, la intensidad de emisiones se ha reducido en las últimas dos décadas a una tasa anual promedio del 0,24 % en América Latina y del 0,12 % en el Caribe⁵. Por su parte, los países de la OCDE la redujeron en 0,72 %⁶.

⁵ En los cuadros A.2.2 y A.2.3 del apéndice, disponible en línea, se muestra la información sobre consumo energético por fuente en cada país de la región. Chile y Uruguay resaltan por su gran penetración de fuentes renovables no convencionales, pero no muestran una caída en la intensidad de emisiones, sino un muy ligero incremento. Algo similar pasa con Paraguay, cuya matriz eléctrica se basa completamente en la hidroelectricidad y también presenta un aumento en la intensidad de emisiones. El crecimiento de las emisiones paraguayas con relación a su PIB podría explicarse por el aumento del petróleo y sus derivados en su portafolio de consumo, que pasó de alrededor del 30 % en 2000 a más del 42 % en 2019. En el caso de Chile, a pesar de la importante penetración de la energía solar y eólica, la generación de plantas fósiles no bajó y, en particular, la generación a partir de carbón creció. En contraste, la fuente hidroeléctrica disminuyó fuertemente. En cuanto a Uruguay, el incremento del indicador parece estar asociado al crecimiento de las emisiones por el tratamiento de residuos. Si se descuentan estas de las emisiones por CFPI, el indicador muestra una variación anual del -2,12 % (y no un incremento del 0,21 %).

⁶ Al considerar las emisiones totales, la caída anual de la intensidad de emisiones es de alrededor del 1,87 % en América Latina y del 1,20 % en el Caribe. Los descensos en las emisiones totales son considerablemente mayores, producto de la reducción en las emisiones del sector ASOUT, combinada con la importancia que tienen estas emisiones en la región, ya enfatizadas en el capítulo 1.

Cuadro 2.3

Intensidad de emisiones

País o región	Emisiones por CFPI/Energía		Variación promedio anual (porcentaje)
	2000	2019	
Argentina	5,03	4,47	-0,62
Barbados	3,66	3,39	-0,41
Belice	9,70	2,18	-7,86
Bolivia	5,52	5,15	-0,37
Brasil	3,55	3,21	-0,52
Chile	3,64	4,18	0,73
Colombia	4,14	4,45	0,38
Costa Rica	3,12	2,92	-0,35
Cuba	6,07	5,88	-0,17
Ecuador	5,53	4,26	-1,37
El Salvador	4,07	3,29	-1,12
Granada	3,63	2,82	-1,32
Guatemala	2,58	2,72	0,28
Guyana	2,44	3,11	1,27
Haití	1,82	2,89	2,44
Honduras	2,81	4,33	2,28
Jamaica	5,36	3,38	-2,43
México	5,66	5,92	0,23
Nicaragua	3,00	3,31	0,51
Panamá	3,88	3,57	-0,43
Paraguay	1,60	2,01	1,22
Perú	3,47	3,60	0,19
República Dominicana	5,12	5,36	0,23
Surinam	3,28	4,08	1,16
Trinidad y Tobago	7,53	7,09	-0,31
Uruguay	2,68	2,79	0,21
América Latina	4,29	4,10	-0,24
El Caribe	5,49	5,37	-0,12
OCDE	3,99	3,40	-0,72

Nota: El cuadro muestra las emisiones de GEI asociadas a CFPI generadas por unidad de energía consumida de cada país y región en 2000 y 2019 y la variación promedio anual (logarítmica) en ese período. Las emisiones están medidas en millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente (MtCO₂eq). El consumo de energía está medido en millones de toneladas de petróleo equivalente (Mtep). La variación logarítmica se calcula como la diferencia del logaritmo de emisiones en 2019 y en 2000, dividida por el número de años del periodo (19). Se incluyen los países de la CELAC para los cuales la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) dispone de información sobre consumo energético. Los valores de cada región se obtuvieron a partir de la agregación de emisiones y consumo de energía de los países que la integran. Se puede consultar la lista de países considerados en cada región en el apéndice del capítulo disponible en línea.

Fuente: Elaboración propia con base en AIE (2022d); Minx et al. (2021) y OLADE (2023b).

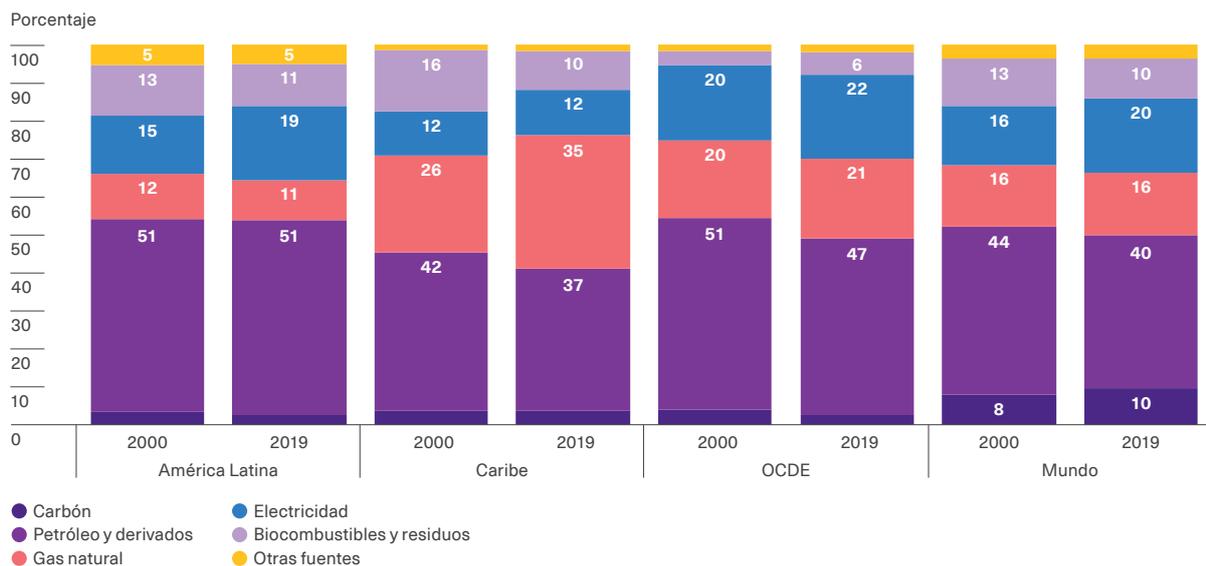
¿A qué se debe la menor caída de la intensidad de emisiones en América Latina con relación al mundo desarrollado? El gráfico 2.4 muestra información al respecto. En el panel A, el gráfico presenta la

evolución de la composición del consumo de energía y, en el panel B, la evolución de la matriz eléctrica, la cual refleja la importancia porcentual de las diferentes fuentes de energía para generar electricidad.

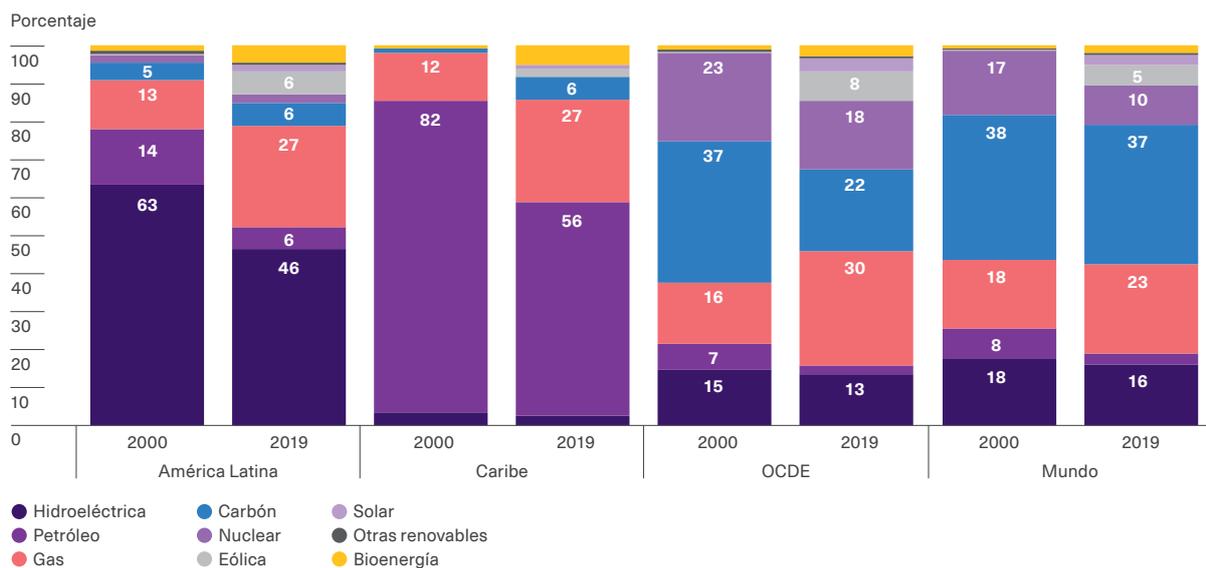
Gráfico 2.4

Composición energética del consumo y de la generación de electricidad

Panel A.
Consumo final de energía



Panel B.
Generación eléctrica



Nota: El panel A muestra la composición del consumo final de energía por fuente. Los datos de la OCDE y a nivel mundial se obtuvieron de la Agencia Internacional de la Energía (AIE). Los valores de América Latina y el Caribe se obtuvieron a partir de la agregación del consumo de energía de los países relevados por OLADE que integran cada región. Los cuadros A.2.2. y A.2.3 incluidos en el apéndice del capítulo, disponible en línea, muestran la composición energética del consumo y la generación de electricidad para cada país.

Fuente: Elaboración propia con base en AIE (2021), OLADE (2023e) y datos procesados por Our World in Data(2023b), tomados de Ember (2023) y Energy Institute (2023).

Entre 2000 y 2019, los países de la OCDE redujeron en aproximadamente 4 puntos porcentuales la presencia relativa del petróleo y sus derivados en el consumo de energía. También disminuyó la importancia del carbón en un punto porcentual adicional. La contraparte fue un incremento de la electricidad y de la biomasa. Por otro lado, bajó la participación de las fuentes fósiles en la generación eléctrica en los países desarrollados. Específicamente, la generación térmica no renovable (carbón, petróleo y gas) cayó en 6 puntos porcentuales, un descenso absorbido por el aumento de la generación renovable no convencional. Esta combinación de electrificación del consumo y penetración de las renovables en la generación eléctrica es clave en la reducción de la intensidad de emisiones. Más aún, la importancia del componente fósil en la matriz eléctrica no solo se redujo, sino que también se desplazó a favor del gas, cuya participación pasó del 16 % al 30 %. Este movimiento desde el carbón y el petróleo al gas tiene igualmente incidencia favorable en la intensidad de emisiones.

En América Latina, la electricidad también aumentó en importancia, pero, en este caso, la expansión eléctrica no vino acompañada de una descarbonización. Al contrario, la generación térmica no renovable creció aproximadamente 7 puntos porcentuales y hubo una penetración más modesta de las renovables

no convencionales. Afortunadamente, esta expansión estuvo muy sesgada por el gas, lo cual probablemente favoreció la caída modesta de las emisiones. En el Caribe no se aprecia este proceso de electrificación de la demanda, que permanece en alrededor del 12 % de la energía consumida. Lo que se observa es una penetración del gas tanto en la generación eléctrica como en el consumo de energía.



En América Latina, el aumento en importancia de la electricidad no estuvo acompañada de una descarbonización. Al contrario, creció la generación térmica no renovable

En resumen, el éxito en la reducción de la intensidad de emisiones en los países de la OCDE descansa en el crecimiento de la electrificación del consumo en detrimento de las fuentes fósiles, la reducción de estas fuentes a favor de las renovables no convencionales en la generación eléctrica y, dentro del coctel fósil, la penetración del gas en detrimento del carbón, el petróleo y sus derivados. En América Latina y el Caribe, se dieron algunos de estos fenómenos favorables, pero no todos.

Intensidad energética: eficiencia con relación a la estructura económica

En las primeras dos décadas del siglo, América Latina redujo su consumo de energía por unidad de producto en un promedio anual de aproximadamente un 0,50 %. Esta caída se ubica por debajo de la registrada por el Caribe y el mundo desarrollado (el 1,76 % y 1,61 %, respectivamente). En 2019, la intensidad energética de los países de América Latina y el Caribe era un 48 % más alta que en los países de la OCDE (ver el cuadro 2.4) ¿Qué explica estos cambios y estas diferencias?

Como se expone en el recuadro 2.1, la elevada intensidad energética de un país puede responder a que sus industrias tienen una alta intensidad energética en comparación con las mismas industrias en otros países, lo que se relaciona con el concepto de ineficiencia energética⁷. También puede deberse a que su economía se concentra en actividades industriales de alta intensidad energética en cualquier país (por ejemplo, el transporte), lo que está asociado a su estructura económica.

7 Si bien, hasta ahora, se ha hecho referencia fundamentalmente a la eficiencia energética como un determinante clave de la intensidad energética, en el contexto de esta descomposición un aumento del término se asocia con una pérdida de eficiencia, y por eso preferimos utilizar el término ineficiencia energética.

Cuadro 2.4
Intensidad energética

País o región	Intensidad energética		Variación promedio anual (porcentaje)
	2000	2019	
Argentina	0,10	0,09	-0,17
Barbados	0,10	0,09	-0,61
Belice	0,04	0,15	6,52
Bolivia	0,16	0,18	0,65
Brasil	0,12	0,12	-0,07
Chile	0,15	0,11	-1,75
Colombia	0,14	0,10	-1,95
Costa Rica	0,07	0,06	-0,93
Cuba	0,13	0,06	-3,83
Ecuador	0,11	0,13	0,89
El Salvador	0,11	0,12	0,19
Granada	0,08	0,08	0,15
Guatemala	0,17	0,18	0,29
Guyana	0,26	0,14	-3,06
Haití	0,20	0,22	0,42
Honduras	0,23	0,17	-1,73
Jamaica	0,16	0,19	0,99
México	0,11	0,09	-0,87
Nicaragua	0,26	0,20	-1,47
Panamá	0,08	0,06	-1,69
Paraguay	0,18	0,16	-0,63
Perú	0,14	0,10	-1,69
República Dominicana	0,12	0,07	-2,74
Surinam	0,19	0,11	-2,88
Trinidad y Tobago	0,28	0,31	0,43
Uruguay	0,07	0,08	0,78
América Latina	0,12	0,11	-0,50
El Caribe	0,15	0,11	-1,76
OCDE	0,10	0,07	-1,61

Nota: El cuadro muestra la intensidad energética de cada país y región en 2000 y 2019 y la variación promedio anual (logarítmica) en el período. La intensidad energética es calculada como la relación entre el consumo final de energía (en toneladas de petróleo equivalente) y el producto bruto interno (en miles de dólares constantes del año 2010). La variación logarítmica se calcula como la diferencia del logaritmo de emisiones en 2019 y en 2000, dividida por el número de años del período (19). Se incluyen los países de la CELAC para los cuales la OLADE dispone de información sobre consumo energético. Los valores para cada región se obtuvieron a partir de la agregación de consumo de energía y producto de los países que la integran. Se puede consultar la lista de países considerados en cada región en el apéndice del capítulo disponible en línea.

Fuente: Elaboración propia con base en AIE (2022d), Banco Mundial (2023c) y OLADE (2023b).

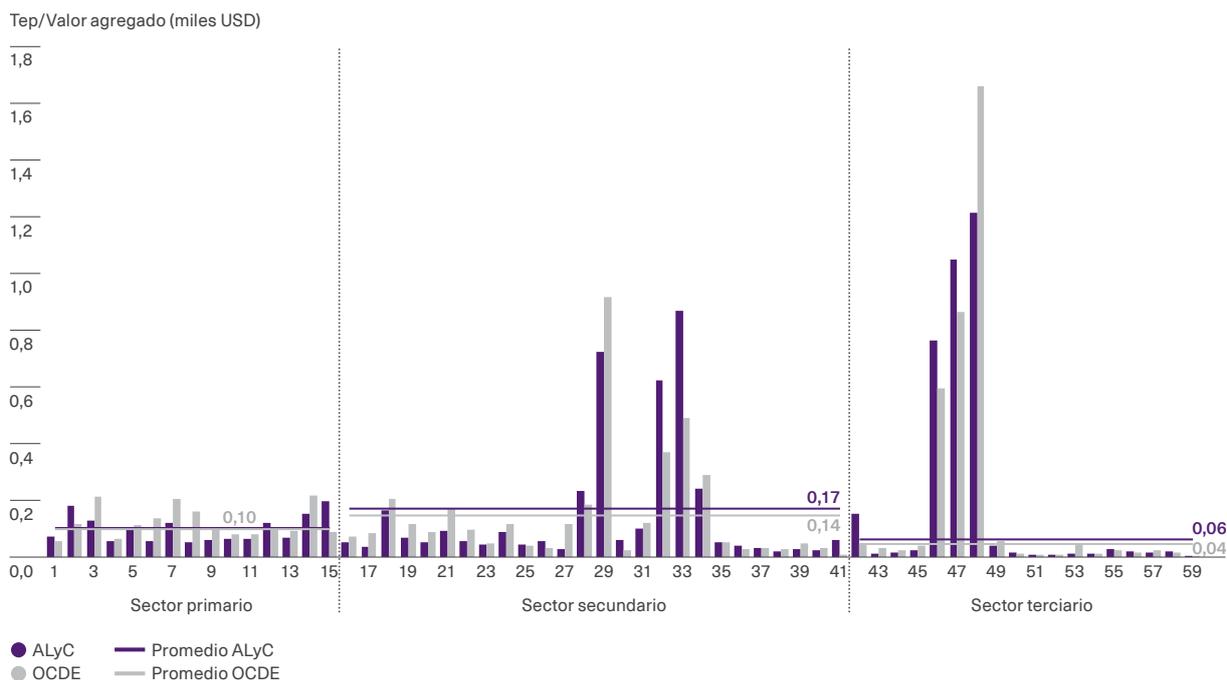
Esta visión es aplicable tanto para una perspectiva temporal como para explicar diferencias entre países en un momento dado. Es decir, cabe preguntarse en qué medida un cambio de la intensidad energética de un país, en determinado período, obedece a variaciones en su ineficiencia energética o a un cambio en su estructura económica. Similarmente, se puede preguntar en qué medida las diferencias de intensidad energética entre dos países se explican por brechas de eficiencia o por diferencias en la estructura económica.

La necesidad de incorporar el rol de la estructura económica y no solo consideraciones de eficiencia energética al análisis de intensidad energética se sustenta en tres regularidades (R) que emergen al explorar información a nivel de sectorial.

R1. La primera regularidad es que los sectores difieren en intensidad energética. El gráfico 2.5 muestra la intensidad energética construida a partir de la base del Proyecto de Análisis Global del Comercio (GTAP, por sus siglas en inglés) en su versión de 2017. En el gráfico se aprecia que no solo existen diferencias en los niveles promedios de intensidad energética entre el sector primario, secundario y terciario; también existen muy marcadas diferencias entre subsectores dentro de estos grandes sectores. En promedio, el sector primario y terciario son los de menor intensidad energética y el sector secundario, el de mayor. Sin embargo, dentro del sector terciario destacan tres subsectores de transporte —aéreo (barra 48 en el gráfico), marítimo (barra 47) y otros (barra 46)— entre el grupo de los que tienen mayor intensidad energética de la economía.

Gráfico 2.5

Intensidad energética promedio por sector económico en América Latina y el Caribe y OCDE en 2017



Nota: La intensidad energética es calculada como la relación entre el consumo de energía (en toneladas equivalentes de petróleo) y el valor agregado (en miles de dólares constantes del año 2015). Los valores de intensidad energética de cada región se obtuvieron a partir de la agregación del consumo de energía y el valor agregado de una selección de países. Las líneas verticales separan a los sectores en tres grandes categorías: sector primario, secundario (actividades manufactureras) y terciario (servicios). Las líneas horizontales muestran la intensidad energética promedio en cada uno de estos tres grandes sectores para ambas regiones. En el apéndice del capítulo disponible en línea se detallan los sectores económicos incluidos y la lista de países considerados en cada grupo.

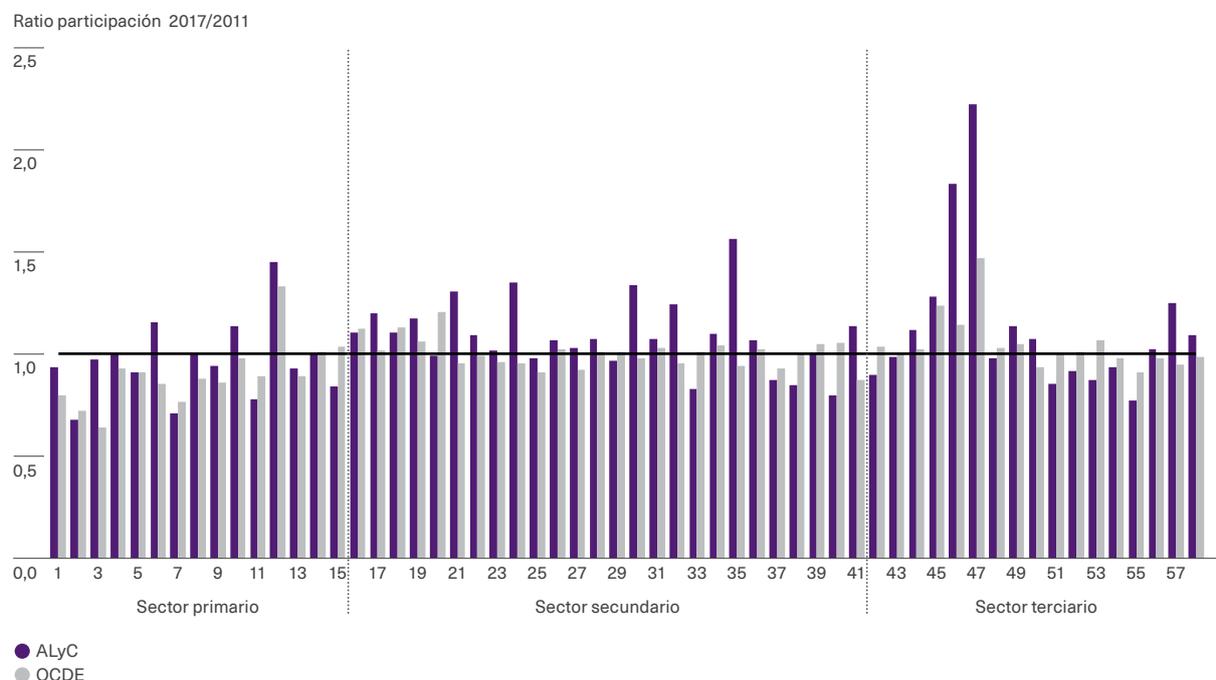
Fuente: Elaboración propia con base en Banco Mundial (2023h, 2023i) y Aguiar et al. (2022).

R2. La segunda regularidad es que la estructura económica cambia con el tiempo. El gráfico 2.6 muestra la razón entre la importancia relativa de cada sector entre 2017 y 2011, nuevamente empleando el GTAP. La importancia de cada sector se mide como la proporción del valor agregado de la economía que representa el sector. Un número mayor que 1 implica

que el sector creció en importancia entre 2011 y 2017, mientras que un número menor que 1 señala que su relevancia disminuyó⁸. A grandes rasgos, el gráfico sugiere una reducción de la importancia de la mayoría de las industrias del sector primario y un crecimiento significativo de la relevancia de las industrias del transporte.

Gráfico 2.6

Cambio en la importancia de los sectores económicos entre 2011 y 2017



Nota: El gráfico muestra cómo varió la importancia relativa de cada sector económico entre 2011 y 2017 en América Latina y el Caribe y los países de la OCDE. Para ello, se calculó el cociente entre el valor agregado de cada sector y el valor agregado total de cada región en los años 2011 y 2017. Seguidamente, se obtuvo para cada sector y región la razón entre la participación sectorial en 2017 y la del 2011. La línea horizontal muestra cuando dicha razón asume el valor de 1, indicando que el sector económico no modificó su importancia relativa entre los años considerados. Los valores de cada región se obtuvieron a partir de la agregación del valor agregado (sectorial y total) de una selección de países que la integran. Las líneas verticales separan a los sectores en tres grandes categorías: primario, secundario (actividades manufactureras) y terciario (servicios). En el apéndice del capítulo disponible en línea se detallan los sectores económicos incluidos y los países que integran cada grupo.

Fuente: Elaboración propia con base en Banco Mundial (2023h, 2023i) y Aguiar et al. (2016, 2022).

⁸ En el gráfico A.2.1 del apéndice del capítulo, disponible en línea, se muestra el nivel de importancia de los sectores.

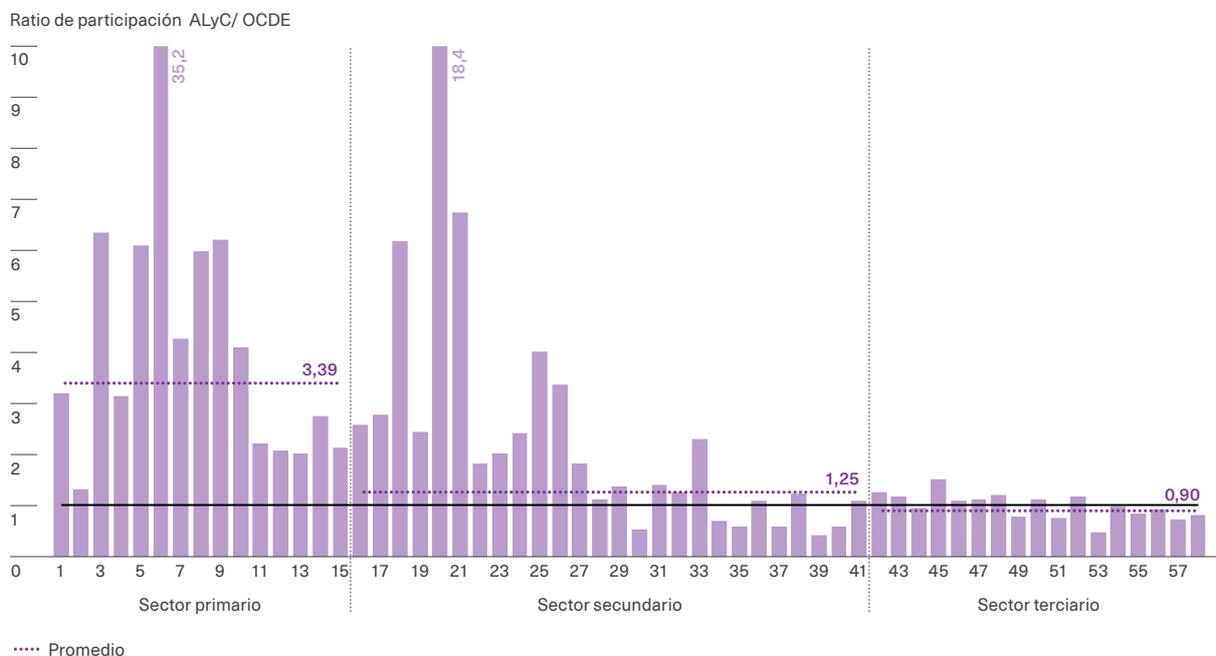


R3. Finalmente, la estructura económica difiere entre países. El gráfico 2.7 compara la importancia de cada sector entre América Latina y el Caribe y los países de la OCDE en 2017. En este caso, un valor mayor que 1 significa que el sector es relativamente más importante en la región, mientras que un valor inferior a 1 indica menos importancia relativa. Probablemente,

lo más notorio es la mayor importancia de las industrias del sector primario dentro de la región, aunque también destacan tres industrias dentro del sector secundario, vinculadas al procesamiento de alimentos: producción de aceite vegetal (barra 18 en el gráfico), arroz procesado (barra 20) y producción de azúcar (barra 21).

Gráfico 2.7

Comparación de la estructura económica de América Latina y el Caribe y de la OCDE en 2017



Nota: El gráfico muestra cómo varió en 2017 la estructura económica de América Latina y el Caribe respecto a la de la OCDE. Para ello, se calculó el cociente entre el valor agregado sectorial y el valor agregado total en 2017 para ambas regiones. Seguidamente, se obtuvo para cada sector la razón entre la participación sectorial de América Latina y el Caribe sobre la de la OCDE. Las líneas verticales separan a los sectores en tres grandes categorías: primario, secundario (actividades manufactureras) y terciario (servicios). La línea horizontal continua muestra cuándo dicha ratio asume el valor de 1, indicando que la importancia relativa del sector económico es la misma entre regiones. Las líneas horizontales punteadas representan la razón promedio en cada uno de estos tres grandes sectores. Los valores de cada región se obtuvieron a partir de la agregación del valor agregado (sectorial y total) de una selección de países. En el apéndice del capítulo disponible en línea se detallan los sectores económicos incluidos y los países considerados en cada grupo.

Fuente: Elaboración propia con base en Banco Mundial (2023h, 2023i) y Aguiar et al. (2022).

¿Cómo se pueden separar el rol de la eficiencia energética del rol de la estructura económica?

Un trabajo de investigación desarrollado en el contexto de este reporte aborda esta pregunta tanto para América Latina y el Caribe como para países desarrollados (Allub,

Álvarez y Brugiafreddo, 2024), explorando diversos métodos. Aquí se presentan los resultados con dos de ellos (descritos muy brevemente en el recuadro 2.3), uno para la perspectiva temporal (con base en Foster et al., 2001) y otro para la comparación entre países (con base en Olley y Pakes, 1996). Los ejercicios de descomposición se

aplican a la base de datos del GTAP (olas 2011-2017), la cual ofrece información para 65 sectores de la economía. Los autores se restringen a sectores consumidores finales de energía (y no productores), quedando un total de 59 sectores. Para cada uno de ellos, se tiene el valor agregado y las unidades de energía consumida⁹.

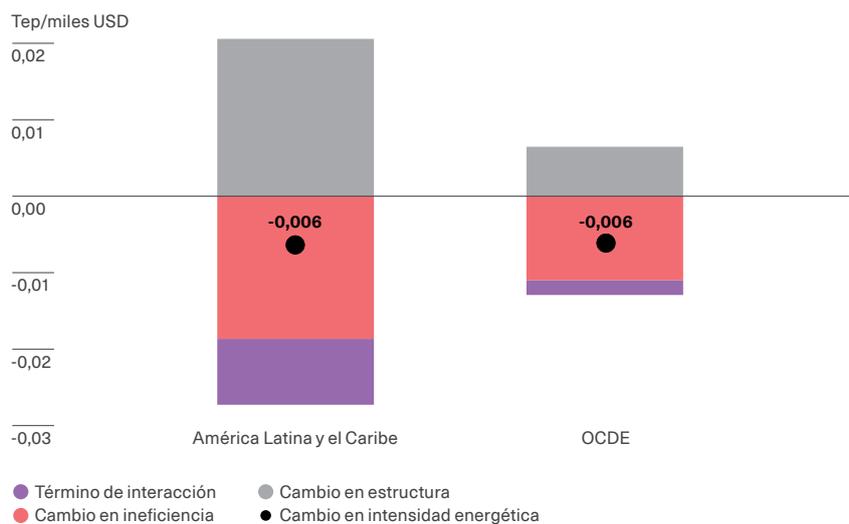
El gráfico 2.8 muestra la descomposición según la visión temporal. Entre 2011 y 2017, se produjo una caída de la intensidad energética en América Latina y el Caribe (representada por un punto en el gráfico) de 0,006 unidades de energía por unidades de valor agregado (aproximadamente el 7 %). En la OCDE, la cifra también corresponde a 0,006 (aproximadamente el 9 %). Sin embargo, en ambas regiones la variación negativa en la ineficiencia (barra rosa) es mayor a la

caída en la intensidad energética agregada (punto), mientras que el efecto del cambio en la estructura económica es positivo (barra gris). Esto significa que las ganancias en eficiencia entre 2011 y 2017 en ambas regiones fueron parcialmente contrarrestadas por cambios en la estructura económica.

● ●
Los cálculos de descomposición muestran que, si la estructura económica de América Latina y el Caribe no hubiese cambiado, la caída de la intensidad energética habría sido del 20 %, más del doble de la experimentada

Gráfico 2.8

Descomposición de los cambios en la intensidad energética por región



Nota: El gráfico muestra cómo se descompone la variación de la intensidad energética entre 2011 y 2017 en cambios en la ineficiencia, en la estructura y ambos efectos en conjunto a partir de los datos de la base del GTAP. La intensidad energética es calculada como la relación entre el consumo de energía (en toneladas equivalentes de petróleo) y el valor agregado de la economía (en miles de dólares constantes del año 2015). Los valores a nivel de región surgen de la agregación del consumo de energía y el valor agregado de los países que la integran. Se puede consultar la lista de países considerados en cada región en el apéndice del capítulo disponible en línea.

Fuente: Allub, Álvarez y Brugiafreddo (2024).

⁹ El GTAP ofrece información para 19 países de la región. Sin embargo, solo en 12 de ellos los cambios y niveles de intensidad energética se ajustaban a los patrones cualitativos del período de estudio con la fuente de datos que alimentan el cuadro 2.4. El análisis aquí realizado se concentra en estos 12. Para conocer más detalle e información sobre todos los países, véase Allub et al., 2024. El gráfico A.2.5 en el apéndice del capítulo, disponible en línea, muestra el análisis para estos 7 países excluidos del análisis en el texto principal.

Recuadro 2.3

Métodos de descomposición de la intensidad energética entre eficiencia y estructura económica

La intensidad energética de un país en el período t se puede escribir a partir de la intensidad energética de sus sectores o industrias de la siguiente manera:

$$IE_t = \sum s_t^e IE_t^e \quad (1)$$

Donde s^e representa la fracción de valor agregado de la economía que es explicada por la industria e , mientras que IE^e corresponde a la intensidad energética de esta industria particular.

Con base en Foster et al. (2001), la variación de IE en dos períodos se puede escribir como:

$$\Delta IE_{t,t+1} = \sum s_t^e \Delta IE_{t,t+1}^e + \sum (IE_t^e - IE_{t+1}^e) \Delta s_{t,t+1}^e + \sum \Delta IE_{t,t+1}^e \Delta s_{t,t+1}^e \quad (2)$$

El primer componente de la ecuación es el cambio promedio de la intensidad energética a nivel de industrias. En esa expresión matemática, el promedio se calcula utilizando como ponderador la participación en el producto de cada sector en el período inicial. Este componente, denominado **cambio en la ineficiencia energética**, recoge lo que habría sido el cambio en la intensidad energética agregada si no se hubieran producido modificaciones en la estructura económica. El segundo componente se denomina **cambio en la estructura**. En dicha expresión, el aumento de la importancia de un sector incrementa la intensidad energética agregada, en la medida que ese sector tiene mayor intensidad energética que la economía en su conjunto, mientras que la reduce cuando el sector tiene menos intensidad energética que la economía. Este término recogería el cambio de la intensidad energética agregada si ningún sector experimentara variaciones en la intensidad energética. El último componente, **término de interacción**, es el cambio en la intensidad energética que no es atribuible exclusivamente a los cambios en la intensidad energética sectorial o a los cambios en la estructura económica, sino a la interacción de ambas fuerzas.

La ecuación (2) está concebida para explicar cambios en el tiempo. Para información de corte transversal, se puede considerar la descomposición de Olley y Pakes (1996). En ella se separa el nivel de intensidad energética de una economía en un momento determinado en dos componentes, a saber:

$$IE_t = \overline{IE}_t + \sum (s_t^e - s) (IE_t^e - \overline{IE}_t) \quad (3)$$

En la ecuación (3), las barras sobre la variable indican promedio simple. La descomposición permite entonces separar la intensidad energética agregada en un componente que es el promedio simple de las industrias o sectores que integran la economía, que puede asociarse al **término de ineficiencia**, y otro componente vinculado a la covariancia entre el tamaño del sector y su intensidad energética. Si este segundo término es positivo, significa que sectores más grandes (medidos por su contribución relativa al producto agregado) tienden a tener mayor intensidad energética y viceversa. Este se denomina **término de estructura**.

En efecto, según los cálculos de descomposición, si la estructura económica no hubiese cambiado, la caída de la intensidad energética habría sido del 20 % en América Latina y el Caribe, es decir, más del doble de la experimentada. Este rol de la estructura

es consistente con la reducción de la importancia de las industrias del sector primario (típicamente de baja intensidad energética), combinada con el crecimiento de sectores como el de transporte, de gran intensidad energética (ver el gráfico 2.6).

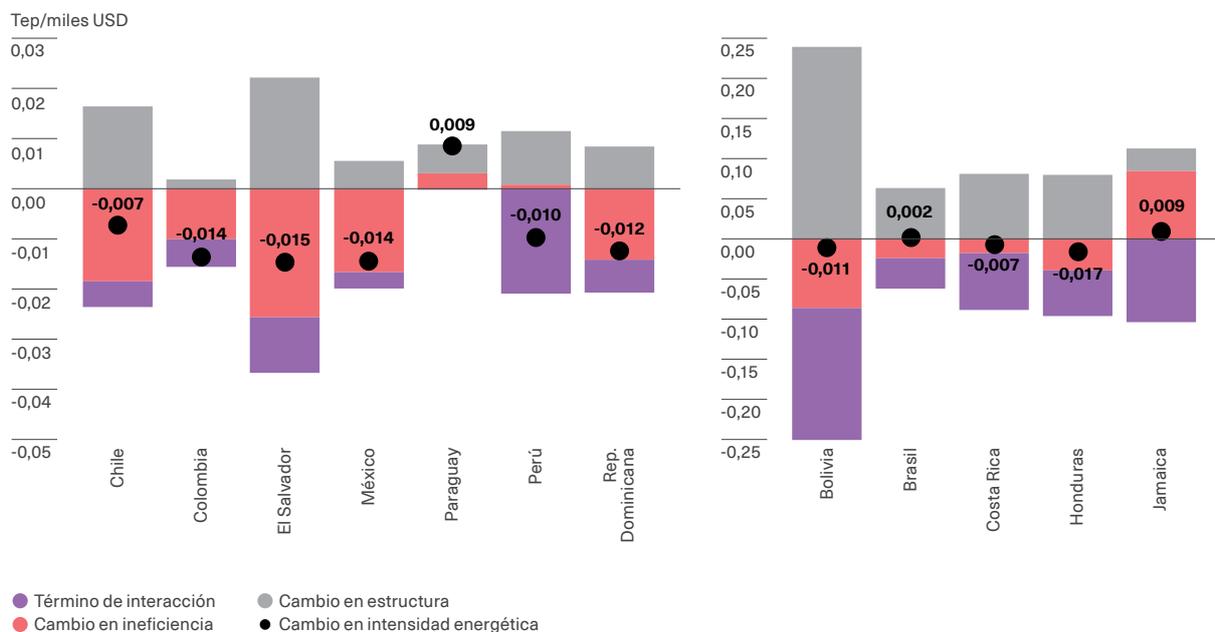
El gráfico 2.9 presenta la misma información, pero para algunos países de América Latina y el Caribe. La muestra se divide en dos grupos en función del rango en el cual se mueven los factores. En general, se verifican cambios negativos en el término de ineficiencia (barra rosa), que son más pronunciados que las variaciones (también usualmente negativas) en la intensidad energética agregada (punto). Igualmente, se confirma que el cambio de estructura (barra gris) es positivo, indicando que las modificaciones en la estructura económica actuaron en contra; es decir, con una tendencia a incrementar la intensidad energética, contrarrestada parcialmente por las ganancias de eficiencia energética. Paraguay es atípico fundamentalmente porque entre

2011-2017 creció ligeramente la intensidad energética agregada; pero, igual que en el resto de los países, la reasignación sectorial jugó en contra de una menor intensidad energética agregada¹⁰.

Desde la segunda perspectiva, se compara a los países de la región con Suiza, como referencia, puesto que lidera la clasificación de países con más baja intensidad energética dentro de la OCDE. Como se expone en el recuadro 2.3, para tal fin se utiliza la descomposición de Olley-Pakes (1996). El gráfico 2.10 muestra la intensidad energética agregada (panel A), el componente de ineficiencia (panel B) y el de estructura (panel C).

Gráfico 2.9

Descomposición de los cambios en la intensidad energética por país



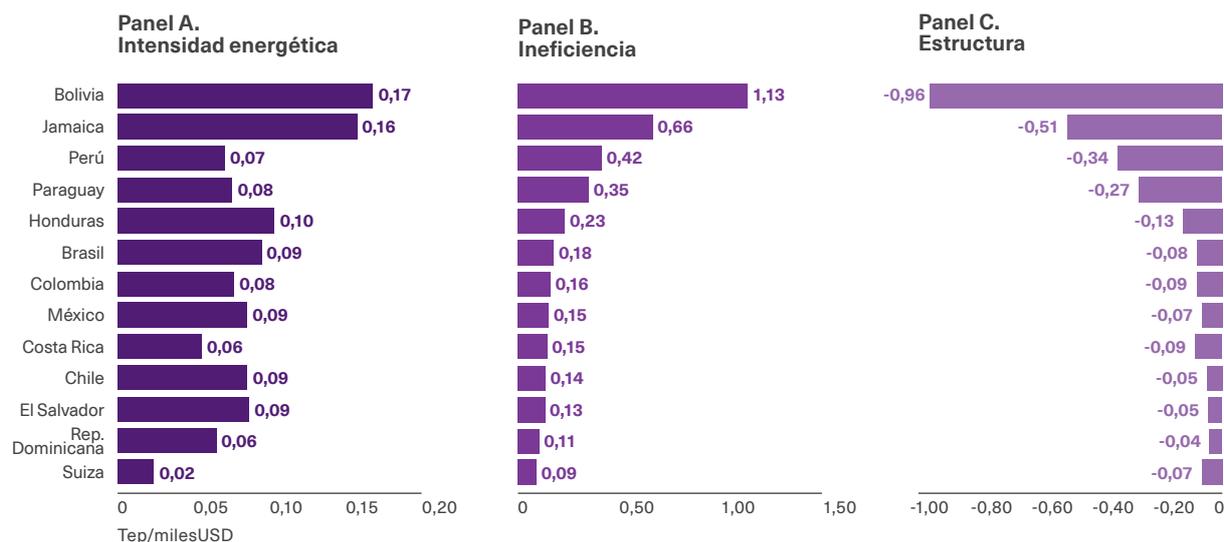
Nota: El gráfico muestra cómo se descompone la variación de la intensidad energética entre 2011 y 2017 en cambios en la ineficiencia, en la estructura y ambos efectos en conjunto a partir de los datos del GTAP para un conjunto de 12 países. En el cuadro A. 2.2 del apéndice disponible en línea se exponen los resultados de los restantes países de América Latina y el Caribe reportados por el GTAP y no incluidos en este gráfico. La intensidad energética es calculada como la relación entre el consumo de energía (en toneladas de petróleo equivalente) y el valor agregado de la economía (en miles de dólares constantes de 2015).

Fuente: Allub, Álvarez y Brugiafreddo (2024).

10 Como se presenta en el cuadro 2.4, la intensidad energética en Paraguay también cayó entre 2000 y 2019; sin embargo, si se restringe al periodo 2011-2017, la intensidad creció.

Gráfico 2.10

Descomposición de la intensidad energética en países seleccionados de América Latina y el Caribe y en Suiza



Nota: La intensidad energética, representada en el panel A, se calcula como la relación entre el consumo de energía (en toneladas de petróleo equivalente) y el valor agregado de la economía (en miles de dólares constantes de 2015). En los paneles B y C se muestran los componentes en los que se descompone la intensidad energética: ineficiencia y estructura. Los países fueron ordenados de manera decreciente según su nivel de eficiencia energética. En el apéndice del capítulo disponible en línea se detallan los criterios para la selección de la muestra de países analizados.

Fuente: Elaboración propia con base en Banco Mundial (2023h, 2023i) y Aguiar et al. (2022).

La descomposición indica que la estructura económica determina de manera importante el nivel de intensidad energética agregada de los países. Específicamente, el término de estructura es negativo en todos ellos, lo que significa que los sectores con mayor participación en el valor agregado tienden a tener menos intensidad energética. Esto produce una intensidad energética más baja que un mundo en el cual la importancia del sector y su intensidad energética son independientes.



La descomposición de los cambios indica que la estructura económica determina de manera importante el nivel de intensidad energética agregada de los países

No obstante, se aprecia que el componente de estructura es más negativo en algunos países de América Latina y el Caribe que en el país de referencia, Suiza¹¹. Esto es particularmente cierto para Bolivia, Jamaica, Perú y Paraguay. En estos países, las grandes diferencias en ineficiencia respecto a Suiza no se trasladan plenamente a diferencias en intensidad energética, porque una parte se compensa por una estructura más sesgada hacia sectores con menos intensidad energética.

Aunque los resultados obtenidos por las descomposiciones son específicos al periodo de tiempo estudiado, permiten concluir que el estudio de la intensidad energética y, por ende, de la transición energética en general no debe hacerse de espaldas al fenómeno de transformación estructural de las economías. La estructura económica afecta el nivel y la evolución de la intensidad energética y, por tanto, la viabilidad del desacople y del éxito de mitigación.

11 La mayor importancia relativa de las industrias del sector primario en la región va en línea con esta conclusión.



Punto de partida: sistemas energéticos de ALyC

● Los atributos que se requieren de la energía

● Cómo se compone la matriz energética en América Latina y el Caribe

● El vínculo entre la eficiencia y las emisiones en el sector energético

3

Mensajes clave

1

El consumo energético per cápita de América Latina y el Caribe representa aproximadamente un 65 % del consumo per cápita mundial. Para obtener 25,4 exajulios de productos energéticos finales en la región, se necesitan 35,2 exajulios de insumos.

2

La electricidad representa apenas un 20 % del consumo energético total, mientras que el 80 % restante se atiende con combustibles de origen mayoritariamente fósil.

3

Un 57 % de la generación eléctrica de la región proviene de fuentes no combustibles, con un importante predominio de la hidroenergía. Las energías renovables no convencionales representan el 11 %. Sin embargo, la intensidad de emisiones de la electricidad en algunos países continúa siendo elevada, incluso cuando se la compara con el uso directo de vectores combustibles como el gas natural.

4

La intensidad de emisiones de la energía resulta de dos elementos: la eficiencia de los sistemas energéticos y la combinación de insumos primarios que se usa para proveer energía a los usuarios finales (receta energética).

5

El cambio en la receta energética implica una sustitución de fuentes de energía de emisiones elevadas, como las fósiles, por energías limpias. El habilitador clave para este cambio es la electrificación del consumo, porque existen muchas tecnologías para producir electricidad con emisiones bajas o nulas.

6

Los diversos usos de la energía requieren que esta tenga atributos particulares. Algunos usos son aún difíciles de atender con electricidad porque carece de esos atributos. Por esto, la promoción de combustibles alternativos de bajas emisiones reviste una importancia central.

7

La eficiencia de los sistemas ofrece un espacio importante para las políticas públicas en materia energética, ya que permite reducir las emisiones en el corto y mediano plazo, mientras subsistan las fuentes de energía de origen fósil. Las dimensiones centrales en este ámbito son las mejoras de la eficiencia en la transformación de combustibles y en la generación de electricidad, la reducción de las pérdidas técnicas de transmisión y distribución y la eliminación de las emisiones fugitivas.

8

Los vectores energéticos pasan por diversos procesos de transformación desde su fuente primaria hasta su consumo final que resultan en pérdidas. Además, la cadena de valor de los combustibles fósiles involucra emisiones fugitivas. Estos dos factores amplifican las emisiones de GEI originadas por el consumo de energía y pueden representar hasta un 34 % de estas dependiendo del tipo de combustible.

9

Las emisiones de GEI por el uso de gas natural son las más bajas entre los combustibles fósiles. En el momento del consumo, esas emisiones son un 24 % menos que las liberadas por el gasóleo y un 32 % inferiores a las producidas en toda la cadena de valor.

Punto de partida: sistemas energéticos de ALyC¹

Introducción

La energía es un recurso esencial para el bienestar y el progreso económico de la sociedad, desempeñando un papel crucial en la vida cotidiana de las personas y en la producción de bienes y servicios. Los hogares dependen de la energía para llevar a cabo tareas fundamentales, como la iluminación, la cocción de alimentos, la regulación de la temperatura en edificaciones y el transporte. Además, la energía constituye una porción central del valor agregado de prácticamente todos los productos que se consumen.

A pesar de su importancia, el uso de energía también es el principal contribuyente mundial a la crisis ambiental que enfrenta la humanidad, siendo el calentamiento global su manifestación más acuciante. En este contexto, la transición energética emerge como un imperativo para abordar esa crisis y garantizar un desarrollo sostenible. Este proceso implica un cambio en la matriz energética de los países para disminuir su impacto en el calentamiento del planeta, reduciendo la dependencia de los combustibles fósiles y

aumentando la participación de fuentes de energía limpias y renovables, como la solar, eólica, hidroeléctrica y geotérmica, entre otras.

La transición energética abarca todas las acciones que permiten reducir el impacto en el calentamiento global asociado al consumo de energía. Más precisamente, comprende todas las medidas posibles para disminuir la intensidad de gases de efecto invernadero (GEI) totales que requiere cada unidad de bienestar lograda por el consumo de energía; por ejemplo, el bienestar que se obtiene al moderar la temperatura de una vivienda con aire acondicionado. El capítulo anterior aproxima este concepto a través de la medición de las emisiones por unidad de producto interno bruto (PIB). A su vez, descompone esta medida en un componente de eficiencia energética (energía por unidad de PIB) y otro de intensidad de emisiones (emisiones por unidad de energía).

¹ Este capítulo fue elaborado por Walter Cont y Federico Juncosa con la asistencia de investigación de Lautaro Carrizo y Agustín Staudt.

Este capítulo busca analizar la intensidad de emisiones de la energía (segundo componente) considerando, a su vez, dos elementos. El primero es la eficiencia de los sistemas energéticos, que se refiere a la cantidad de insumos energéticos requeridos para llevar una unidad de energía a los usuarios finales. El segundo es la receta energética, es decir, la combinación de insumos (por ejemplo, petróleo, leña, energía hidráulica) consumidos para proveer energía a los usuarios finales. Estos tipos de insumos energéticos, conocidos como fuentes de energía primaria, pueden llevar asociados distintos niveles de intensidad de emisiones, por lo que cambios en esa combinación implican variaciones en las emisiones.

Tanto las mejoras en la eficiencia de los sistemas energéticos como los cambios en la combinación de fuentes de energía que se usan tienen un rol importante para la descarbonización. El nuevo equilibrio deseado a largo plazo requiere indefectiblemente de grandes alteraciones en la receta, desde fuentes de energía sucias hacia fuentes de energía bajas en emisiones. A su vez, el habilitador clave de este cambio es la electrificación del consumo, puesto que existen actualmente muchas maneras de producir electricidad a partir de fuentes limpias para sustituir a las fuentes de elevadas emisiones, lo que se discute en

profundidad en el capítulo 4. Sin embargo, esta estrategia enfrenta desafíos en el caso de usos de energía que son difíciles de atender con electricidad. Lo que quede fuera del alcance de la electrificación requerirá alternativas de combustibles con bajas emisiones, discutidas en el capítulo 5. Durante la transición, pueden adoptarse estrategias para cambiar la receta que involucran el reemplazo de ciertos combustibles por gas natural, el cual, como se verá más adelante, muestra un menor impacto ambiental.

Las mejoras en la eficiencia de los sistemas energéticos tienen un rol importante para reducir su impacto en el calentamiento global, puesto que las pérdidas de energía que se producen hasta llevarla al usuario final actúan como un multiplicador de las emisiones de la energía que se consume. Por lo tanto, un uso más eficiente de los insumos energéticos permitiría reducir las emisiones en el corto y mediano plazo. En este capítulo se aproximarán estas pérdidas de energía con la información disponible para los países de la región. Dentro de este mejor uso de los insumos energéticos se encuentra la eliminación de las emisiones fugitivas asociadas a la industria de los hidrocarburos, que, como se expone más adelante, es un contribuyente sustancial a las emisiones en la región.

Uso de la energía y atributos necesarios

La energía tiene usos muy diversos en la sociedad. Cada uno de ellos requiere de un conjunto de atributos particulares en la energía que se consume. Los usos suelen clasificarse en calor (para la preparación de alimentos y ciertos procesos industriales), refrigeración, movimiento (se aplica al transporte, pero también a las maquinarias industriales), iluminación y netamente electrónicos (para las comunicaciones y la computación). Al mismo tiempo, se pueden diferenciar tres usos en función de dónde ocurren: fijos urbanos, fijos rurales o remotos, y móviles.

Los usos pueden ser satisfechos a través de diversos vectores de energía, término que refiere al medio o sustancia a través del cual se almacena, transporta y entrega energía en una forma utilizable, como la electricidad o los combustibles. Cada vector tiene atributos particulares que lo hacen más adecuado para determinados usos. Estos son la facilidad de despacho, de almacenamiento y de transporte².

2 El despacho se refiere a la facilidad con la que la energía puede ser entregada a requerimiento tanto en términos de encontrarse disponible en el instante en que se necesita como de potencia necesaria (energía consumida por unidad de tiempo). La facilidad de transporte y de almacenamiento están asociadas a la densidad energética en términos de energía contenida por unidad de volumen (densidad volumétrica) y en relación con el peso (densidad gravimétrica). La facilidad de almacenamiento, adicionalmente, requiere que el recurso energético sea estable y seguro bajo las condiciones ambientales a las que se lo somete en esta fase del proceso.



La energía tiene usos muy diversos en la sociedad. Cada uno de ellos puede ser satisfecho a través de diversos vectores energéticos

La electricidad tiene un conjunto de virtudes para el consumo y la producción. Permite atender una multiplicidad de usos energéticos de manera eficiente y segura. Además, existen numerosas tecnologías para generar electricidad con diversos insumos. La contracara es que la electricidad tiene los mayores costos de almacenamiento y transporte, debido en gran medida a la baja densidad energética de los medios de almacenamiento actuales. Casi la totalidad de la electricidad se entrega mediante una conexión continua a redes de transporte y distribución. Los usos de electricidad móviles y remotos, sin acceso continuo a la red, requieren del almacenamiento en baterías, que aún resulta costoso.

Los combustibles que se usan en la actualidad, por otro lado, se destacan por su elevada densidad energética y la relativa facilidad con la que pueden ser almacenados y transportados. Son fundamentales en aplicaciones que requieren grandes cantidades de energía en espacios reducidos o donde se necesita una liberación rápida de energía, como en el transporte aéreo o marítimo y en ciertos procesos industriales que demandan altas temperaturas. Sin embargo, su consumo presenta desafíos significativos para la descarbonización, dado que la mayoría de los combustibles con alta densidad energética provienen actualmente de fuentes fósiles. La transición hacia combustibles de baja huella de carbono, como los biocombustibles de fuentes sostenibles o el hidrógeno verde, enfrenta grandes retos en cuanto a costos, tecnologías de producción y adaptación de la infraestructura existente.

El transporte liviano, que es un uso móvil donde la cantidad de energía que se requiere almacenar es acotada, puede ser atendido fácilmente con electricidad, aprovechando la infraestructura de

transporte para esta forma de energía que existe en los entornos urbanos y la capacidad de las baterías para su almacenamiento eficaz y seguro. Los usos urbanos no requieren generalmente de un gran almacenamiento porque pueden depender de redes de distribución densas y bien desarrolladas, que proporcionan un suministro de energía constante y confiable. La infraestructura de red permite que la energía sea despachada a medida que se necesita, minimizando la necesidad de almacenamiento a gran escala.

En cambio, para los usos energéticos en lugares remotos, la capacidad de almacenamiento suele ser un atributo central, como en el caso de las explotaciones mineras y agrícolas. Además, el transporte aéreo es un uso móvil muy sensible a la densidad energética por volumen y peso. La capacidad y densidad energética de las baterías que existen en la actualidad imponen una limitación técnica al rango y capacidad de carga de los aviones eléctricos, que lo hacen impráctico. La aviación necesita combustibles con alta densidad energética, como los derivados del petróleo, para cumplir con sus requerimientos de alcance y potencia.



Los combustibles que se usan en la actualidad tienen una elevada densidad energética y pueden ser almacenados y transportados con facilidad

Finalmente, los usos que implican muy altas temperaturas, como ciertos procesos industriales, enfrentan grandes desafíos técnicos para ser atendidos con electricidad. Por ejemplo, los procesos de fabricación de hierro y cemento requieren temperaturas que exceden los 1.000 °C, más fácilmente alcanzables a través de la combustión directa. Estos procesos necesitan desarrollos tecnológicos que permitan lograr altos niveles de temperatura de manera sostenible y con fuentes renovables.

Matriz energética en América Latina y el Caribe

De manera esquemática, el sistema energético de un país consiste en la producción de fuentes de energía primarias, que atraviesan diversos procesos de transformación, transporte y distribución. Además, los países realizan intercambios comerciales tanto de insumos primarios como intermedios o finales. Finalmente ocurren los usos finales de energía. En cada una de esas etapas se pierde energía, bien sea porque esta se usa para el propio proceso (energía útil consumida por el sector energético), bien porque incurren pérdidas en forma de calor, ruido o fugas, lo que se conoce como energía rechazada. La relación entre el consumo total y los insumos energéticos usados captura de manera conjunta la eficiencia global del sistema.

El cuadro 3.1 presenta la matriz energética agregada de América Latina y el Caribe con valores promedio de los últimos 5 años disponibles, entre 2017 y 2021. La matriz parte de los insumos energéticos primarios (columna a) y llega a los consumos finales de energía según el sector (columna e). El cuadro muestra en la parte superior la submatriz eléctrica, destacando los insumos primarios usados para generar electricidad y distinguiendo la generación a partir de combustibles y fuentes no combustibles, así como los consumos de electricidad según el sector. En la parte inferior se muestra la submatriz de uso de combustibles, identificando de manera análoga los insumos según el tipo y los consumos según el sector.

El consumo energético total de América Latina y el Caribe alcanza 24,2 exajulios (EJ) al año, que equivalen a 36,3 gigajulios (GJ) per cápita, aproximadamente un 65 % del consumo per cápita mundial³. De este, un 20 % corresponde al vector de electricidad, mientras que el resto se realiza a través de vectores energéticos combustibles, como los combustibles líquidos, la leña y el gas natural. Además, se consumen 1,2 EJ de combustibles para fines no energéticos.



El consumo energético total de América Latina y el Caribe alcanza 24,2 exajulios (EJ) al año, del cual un 20 % corresponde al vector electricidad y el resto a vectores energéticos combustibles

Los 25,4 EJ de productos energéticos finales (consumo final de energía para uso energético y no energético) se obtienen a partir de un conjunto de insumos, llamados fuentes de energía primaria (columna a del cuadro 3.1), que totalizan 35,2 EJ⁴. La diferencia entre las fuentes de energía primaria y el consumo puede atribuirse a tres factores: 1) los procesos de producción de los insumos energéticos; 2) los procesos de transformación que atraviesan los productos energéticos hasta que llegan a los usuarios finales; y 3) el transporte de esos productos entre las etapas de producción, transformación y uso final. Cada una de esas etapas requiere usar energía y resulta en pérdidas de energía de variada naturaleza. La producción de petróleo, por ejemplo, consume energía (generalmente, gas natural) para el bombeo que suele requerirse a fin de presurizar los yacimientos en la actividad de extracción del crudo y llevar este por ductos u otros modos de transporte terrestre y marítimo.

En la región, el consumo de electricidad alcanza 4,78 EJ. A su vez, la cantidad de generación eléctrica ha sido estimada en 5,89 EJ. La diferencia entre el consumo y la generación responde, en parte, al autoconsumo de electricidad, es decir, a la electricidad usada en el proceso de los centros de generación, y, en parte, a la existencia de pérdidas de transmisión y distribución.

3 Según información de la AIE (2023x), el consumo de América Central y del Sur es de 39,7 GJ per cápita (excluyendo México), lo que equivale al 71 % de los 55,6 GJ per cápita de consumo mundial (AIE, 2023x, tablas A.23 y B.1).

4 Esto está en línea con lo observado a nivel global, puesto que se calcula un consumo energético de 439 EJ a partir de insumos estimados en 624 EJ (AIE, 2023v).

Cuadro 3.1

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

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

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

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



El consumo anual de electricidad en América Latina y el Caribe es de 4,78 EJ, mientras que la generación alcanza 5,89 EJ. La diferencia responde al autoconsumo y pérdidas de transmisión y distribución

La electricidad se obtiene a través de tecnologías diversas que pueden agruparse en dos: la generación a partir de combustibles y la generación a partir de insumos no combustibles. Dentro de la generación no combustible, la nuclear suele considerarse no renovable porque requiere de un insumo energético susceptible de agotamiento, el uranio. Este insumo, si bien es relativamente abundante en la corteza terrestre, estrictamente es un recurso finito de producción costosa, tanto en su extracción como en su enriquecimiento, cuando este es necesario, y su disposición, luego de ser utilizado.

Por otro lado, en la generación de electricidad a partir de combustibles pueden usarse insumos de fuentes renovables, como la leña o los desechos agrícolas. Los combustibles de origen vegetal y animal son renovables, aunque en el momento de su quema producen emisiones comparables a las de origen fósil. Sin embargo, en determinadas condiciones, pueden considerarse bajos en emisiones puesto que el carbono liberado en la combustión debió ser capturado de la atmósfera poco tiempo antes. La intensidad de emisiones que se les atribuye depende en última instancia de la sostenibilidad con la que se gestiona su ciclo de vida, como se discute en profundidad en el capítulo 5.

La generación eléctrica no combustible alcanza 3,34 EJ obtenidos a partir de 3,72 EJ de insumos. La diferencia proviene de pérdidas en la transformación a electricidad (por ejemplo, pérdidas de calor en generación geotérmica y termonuclear) o de energía no aprovechada, como los casos en que se vierte agua de presas hidroeléctricas (por ejemplo, por limitaciones del nivel de agua en la presa) sin entregar electricidad. Dentro de esta categoría, la hidroenergía representa la porción mayoritaria, ya que le

corresponde el 72 % de los insumos de generación no combustible y un 45 % de los insumos totales de generación eléctrica. La generación solar y eólica alcanzan conjuntamente el 12 % de la generación total, casi duplicando la nuclear.

Por su parte, la generación a partir de combustibles representa en la región un 43 % del total, sumando 2,55 EJ de energía, obtenidos a partir de 7,19 EJ de insumos energéticos combustibles (gas natural, derivados del petróleo, biomasa y carbón). Esta diferencia entre los insumos primarios de combustibles usados y la electricidad generada, que alcanza el 65 %, responde a los procesos de transformación por los que atraviesan, que incluyen no solo las pérdidas por generación, sino también los procesos previos para obtener los combustibles usados como insumos (principalmente el refinamiento de petróleo para la obtención de combustibles líquidos) y las pérdidas en el transporte de esos insumos.



El 43 % de la generación eléctrica total de la región proviene de combustibles. En promedio, por cada unidad de generación de ese origen se requieren 2,8 unidades de insumos primarios combustibles

La parte izquierda del cuadro 3.1 muestra los insumos requeridos para obtener los productos energéticos finales que se consumen. Los insumos combustibles pueden categorizarse en dos: 1) los recursos fósiles, entre los que se encuentra el gas natural, el petróleo y sus derivados, y el carbón mineral en sus variantes; y 2) los insumos combustibles derivados de materia orgánica (por ejemplo, compuestos de carbono no fosilizado). Entre estos se encuentran la leña, el carbón vegetal (producido por la combustión incompleta de la leña), el biometano (gas producido en la fermentación de materia orgánica) y los combustibles líquidos derivados de productos agrícolas, como el diésel de aceite de palma o de soja, y el etanol, producido a partir de azúcar de caña o maíz⁵.

⁵ Los insumos contabilizados corresponden a la oferta total (producción doméstica más importaciones netas) de combustibles primarios (p. ej., petróleo, carbón mineral, gas natural, leña, etc.) más las importaciones netas de combustibles secundarios (p. ej., gasolina y demás derivados del petróleo, coque y demás derivados del carbón mineral, y carbón vegetal).



En la generación, el gas natural representa más de la mitad del valor energético de los insumos combustibles, mientras que los derivados del petróleo y el carbón representan el 17 % y el 13 %, respectivamente. Estas cifras sintetizan el resultado del proceso de transición que se produjo durante los últimos 40 años, en los que el gas natural sustituyó una parte importante de los combustibles líquidos (Cont et al., 2022).

En cuanto al consumo final de combustibles (parte inferior-derecha del cuadro 3.1), este alcanza 19,4 EJ en América Latina y el Caribe, cuadruplicando el consumo eléctrico. Además del consumo energético, los insumos primarios combustibles son usados en otros procesos productivos (por ejemplo, gas natural para la producción de amoníaco o urea, o derivados de petróleo para la producción de plásticos), representados

aquí como consumo no energético y totalizando cerca de 1,2 EJ en la región. Para producir y distribuir estos combustibles a los usuarios finales, son necesarios 24,2 EJ de insumos energéticos. Es decir que 15 % de los insumos energéticos requeridos para el consumo final de combustibles acaba en pérdidas durante los procesos de transformación, principalmente asociados al refinamiento del petróleo, y su transporte, mientras que el gas natural suele presentar pérdidas por causa de fugas en los sistemas⁶.



Un 15 % de los insumos energéticos requeridos para el consumo final de combustibles acaba en pérdidas durante los procesos de transformación

Indicadores clave de los países

Examinando matrices energéticas análogas a la presentada en el cuadro 3.1 para cada uno de los países de la región, es posible obtener un conjunto de indicadores que informan sobre su grado de dependencia de los combustibles fósiles y las fuentes de

energía convencionales (la tasa de electrificación del consumo y la participación de la generación no combustible). Los indicadores también informan sobre la eficiencia de los procesos de transformación y transporte, desde insumos energéticos a consumos.

Electrificación del consumo

El gráfico 3.1 muestra la tasa de electrificación del consumo en América Latina y el Caribe por país y el valor para toda la región (panel A). La tasa para el conjunto de América Latina y el Caribe ronda el 20 %, una cifra igual al valor mundial y un 10 % inferior al de la OCDE (AIE, 2021f). Sin embargo, presenta grandes diferencias entre los países de la región, desde mínimos del 1 % y el 7 % en Haití y Guatemala, hasta máximos del 26 % y el 27 % en Panamá y Surinam, respectivamente.

El panel B muestra la tasa de electrificación mínima, promedio y máxima de los países de América Latina (en morado) y del Caribe (en azul) según el sector. En el agregado, el transporte es el que presenta menor electrificación (virtualmente nula para América Latina), seguido de los sectores industrial, residencial y comercial. En estos tres últimos, sin embargo, se observan grandes variaciones entre los países, siendo esta dispersión mayor en el conjunto de países del Caribe que en los de América Latina.

⁶ Uno de los usos energéticos descriptos en las matrices energéticas de OLADE corresponde a la categoría "consumo propio". Esta representa la cantidad de energía que el propio sector energético necesita para su funcionamiento, es decir, aquel que se transforma en energía útil para alguna parte del proceso de oferta energética, como el refinamiento de petróleo, la compresión de gas, la propulsión de ductos, etc. En el cuadro 3.1 estos conceptos son restados de la oferta energética y considerados dentro de las pérdidas de eficiencia del sistema de producción de energía.



El transporte es el sector con menor tasa de electrificación en la región, seguido por el industrial, el residencial y el comercial

El sector industrial presenta valores máximos del 43 % en América Latina (Perú) y del 38 % en el Caribe (República Dominicana), mientras que registra mínimos del 6 % (Belice) en la primera subregión y del 5 % (Granada) en la segunda. Los valores del sector residencial en América Latina están entre el 4 % (Guatemala) y el 69 % (Costa Rica), mientras que en el Caribe se encuentran entre el 1 % (Haití) y el 74 %

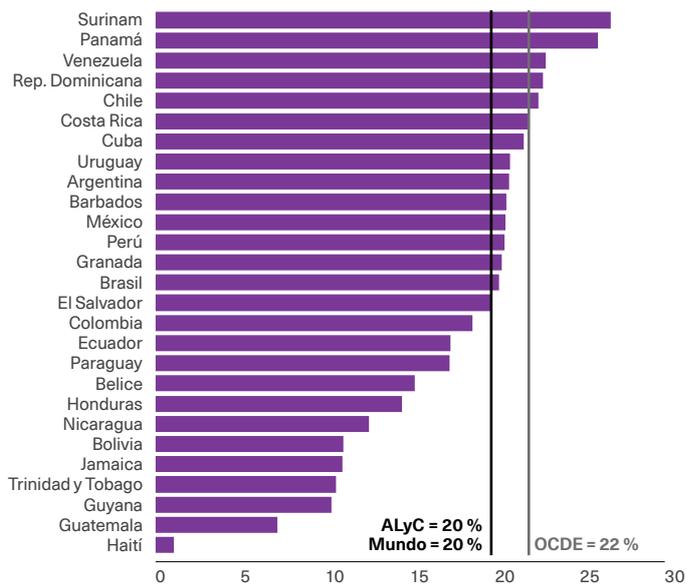
(Trinidad y Tobago). El sector comercial en Latinoamérica presenta tasas de entre el 34 % (Nicaragua) y el 92 % (Paraguay), en tanto que en el Caribe se sitúan entre el 6 % (Haití) y el 93 % (Trinidad y Tobago).

Los patrones de electrificación por sector observados obedecen en parte a la adecuación entre los usos energéticos y las propiedades descritas en el apartado "Uso de la energía y atributos necesarios", tal como se manifestó durante la consolidación de estos sectores. Un ejemplo es el transporte automotor, en el que la electrificación ha sido viable solo recientemente gracias a la disponibilidad de baterías de suficiente capacidad.

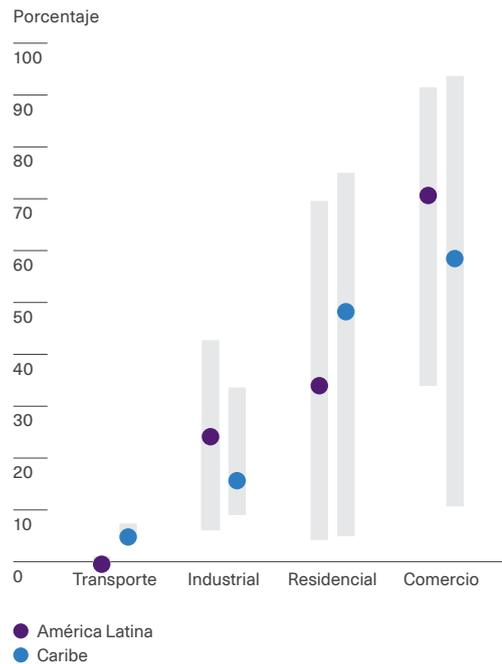
Gráfico 3.1

Tasa de electrificación por país y sector

Panel A.
Países de la región



Panel B.
Máximos, promedios y mínimos por sector



Nota: El gráfico presenta la tasa de electrificación de ALyC por país (panel A) y por sector (panel B). Este última se calcula como la participación de la electricidad en el consumo del sector respecto al consumo de energía total del respectivo sector, con previa conversión de las unidades físicas a calóricas. A nivel de país, se agrega el consumo de electricidad de todos los sectores y se calcula su proporción respecto a su consumo de energía total. La tasa de electrificación para "mundo" corresponde al valor de 2021, mientras que para la OCDE el valor corresponde al año 2019.

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

Con la tecnología actual es posible que la electrificación no enfrente grandes obstáculos en los sectores residencial y comercial, donde prevalecen los usos energéticos fijos, en su mayoría en entornos urbanos, donde se cuenta con acceso a redes eléctricas. En el sector del transporte, existen tecnologías alternativas cada vez más competitivas para la electrificación del transporte urbano, mientras que subsisten grandes desafíos para el transporte de cargas y de larga distancia. El sector industrial

mostrado en el gráfico 3.1 incluye los usos energéticos de muy altas temperaturas, de difícil electrificación. En línea con esta descripción, el escenario proyectado de cero emisiones netas (CEN) de la AIE establece tasas de electrificación para 2050 que alcanzan el 66 % para el sector edificio (aquí representados como comercio y residencial), mientras que rondan el 44 % y el 46 % para los sectores de industria y transporte, respectivamente (AIE, 2021f).

Generación no combustible y renovable no convencional

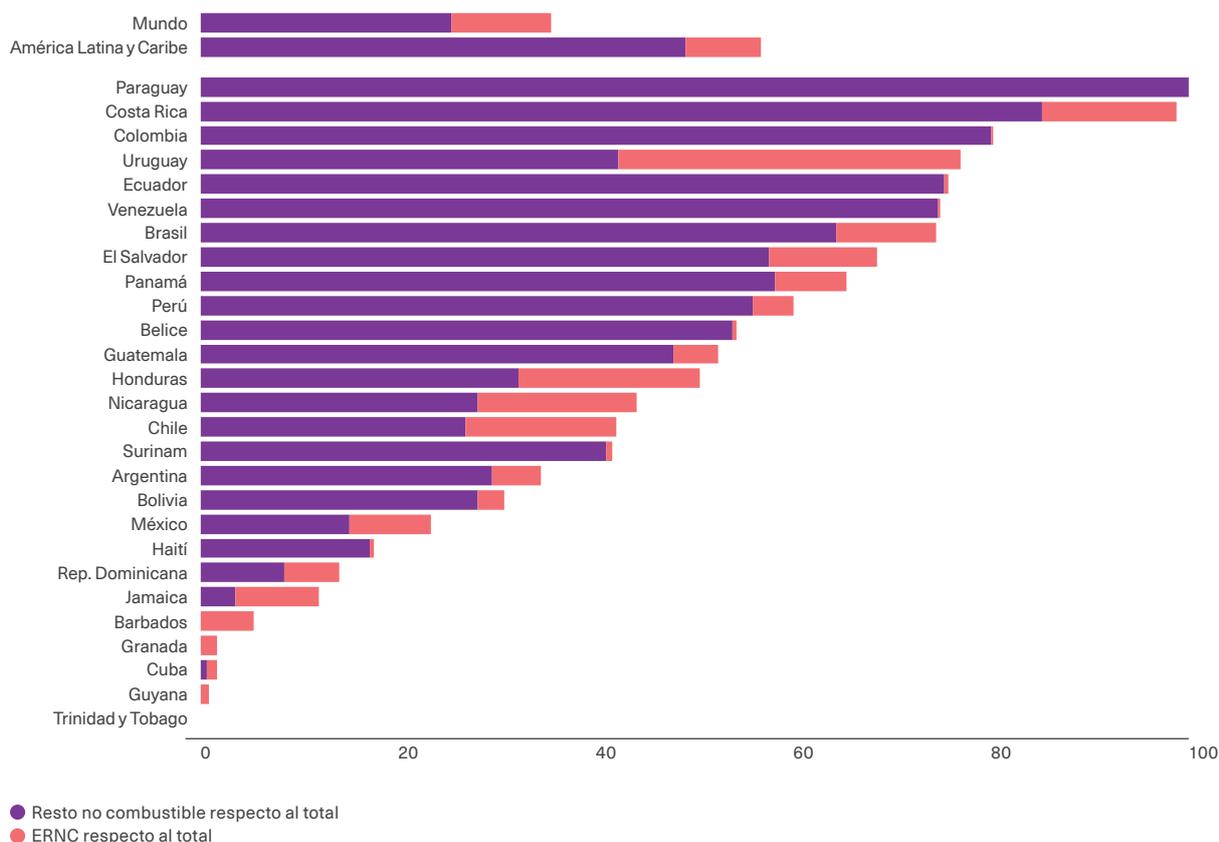
El gráfico 3.2 muestra la proporción de generación eléctrica no combustible y el porcentaje de esta obtenido con fuentes renovables no convencionales (ERNC), que incluyen la solar y la eólica. En estas dimensiones se evidencian avances dispares a través de las subregiones, puesto que los países insulares del Caribe muestran escasa participación de la generación no combustible, alcanzando un máximo del 14 % en República Dominicana. En Sudamérica se observa un grupo de países de avance medio, con una participación entre el 30 % y el 40 %, y otro de grado avanzado, con valores del 74 % al 80 %. Paraguay se destaca por contar con generación totalmente de fuente hidráulica, puesto que tiene el 50 % de participación en la presa hidroeléctrica Itaipú —la segunda mayor del mundo en generación anual (solo superada por la presa de las Tres Gargantas, en China)— y otro 50 % en la represa Yacyretá, lo que representa casi el triple del consumo eléctrico de ese país. La mayoría de los países de Mesoamérica muestran valores entre el 44 % y el 68 %, con excepción de México (23 %) y Costa Rica (99 %). Este último sobresale por contar con una gran capacidad de generación hidroeléctrica (cercana a tres cuartos de su consumo), seguida por la geotérmica y eólica (cercana a un cuarto). En la región se destacan, además, cuatro casos por su promoción activa de las ERNC: Uruguay y Chile (discutidos con mayor detalle en el capítulo 4), Honduras y Nicaragua.



Un 57 % de la generación eléctrica en América Latina y el Caribe proviene de fuentes no combustibles y de esa cantidad un quinto es producido con energía solar y eólica

El conjunto de América Latina y el Caribe muestra una participación del 57 % de las fuentes de generación no combustible (OLADE, 2023b), de la que casi un quinto proviene de la solar y eólica. Este registro es significativamente superior al mundial, al que corresponde el 36 % de generación no combustible. La región muestra una participación de fuentes renovables no convencionales en la generación eléctrica del 11 %, un valor similar al global, apuntando a que la ventaja en generación no combustible proviene de esfuerzos previos a la agenda de transición energética actual, habilitada por una gran disponibilidad de recursos hídricos (AIE, 2021f).

Gráfico 3.2
Generación no combustible y ERNC



Nota: El gráfico presenta la proporción de generación eléctrica no combustible, es decir, la proporción de generación no térmica en la producción eléctrica y el porcentaje de esta que se obtiene con fuentes renovables no convencionales (ERNC), incluyendo la solar y eólica. Los valores de "mundo" corresponden al año 2021.

Fuente: Elaboración propia con base en OLADE (2023a) y AIE (2023v).

Eficiencia de los sistemas energéticos

Otra dimensión que las matrices energéticas permiten analizar es la eficiencia asociada a los diversos procesos de transformación, transporte y distribución que atraviesan los productos energéticos desde su fuente primaria hasta los usuarios finales, sean estos los hogares, las empresas o los Estados. Se presentan, a continuación, las pérdidas de energía en el sistema en tres etapas que son de interés para la transición energética, puesto que magnifican las emisiones de GEI: 1) las pérdidas en la producción y transformación de combustibles; 2) las pérdidas en la

generación de electricidad a partir de combustibles, y 3) las pérdidas por autoconsumo de electricidad, transporte y distribución. Estos tres componentes se presentan por país en el gráfico 3.3.

Muchos de los combustibles que se usan para consumo final (o intermedio) atraviesan importantes procesos de transformación. La gasolina, el diésel y el combustible de turbina de aviación, por ejemplo, se obtienen a partir del refinamiento del petróleo, proceso que requiere de un elevado consumo energético.

El etanol es un combustible líquido de origen agropecuario crecientemente usado en el transporte en combinación con la gasolina. Para su elaboración, se requiere de la producción de maíz u otro insumo agrícola, molienda, fermentación y destilación. La producción de carbón vegetal involucra la extracción de madera y su posterior combustión incompleta en condiciones de bajo oxígeno. Estos procesos típicamente precisan del uso de energía y sufren pérdidas en forma de energía rechazada⁷.



Muchos de los combustibles usados atraviesan importantes procesos de transformación que involucran pérdidas

El panel A del gráfico 3.3 muestra que, en el conjunto de la región, se pierde aproximadamente el 13 % del valor energético de los insumos usados en la producción de combustibles de uso final⁸. Al contrastar los países, estas pérdidas muestran grandes diferencias, en parte asociadas a la medida en la que los países procesan internamente los combustibles que consumen y en parte, a la eficiencia con la que se llevan a cabo esos procesos. Los que experimentan menos pérdidas (como Guatemala y Belice) son aquellos que no disponen de capacidad de refinamiento e importan los productos energéticos finales que consumen. Esto se debe a que la pérdida de transformación ocurrió en el país productor de los derivados. En el otro extremo, Venezuela, Colombia, México y Argentina son países con capacidad de refinamiento de petróleo elevada y registran pérdidas de entre el 16 % y el 23 %. Por su parte, Haití (21 %) y Paraguay (17 %) tienen tasas de pérdidas altas en la transformación de combustibles, asociadas a la participación elevada del procesamiento de la biomasa (como la leña y la caña).

El proceso de generación de electricidad a partir de fuentes combustibles involucra transformar primero la energía química contenida en esos insumos en calor en el momento de su combustión y luego en energía mecánica para mover el generador. Este proceso inevitablemente resulta en pérdidas de energía en forma de calor liberado al entorno. El tipo de generadores térmicos usados, el tipo de combustible, las transformaciones previas que atravesaron los combustibles y el tipo y la antigüedad de las maquinarias determinan la eficiencia de este proceso de transformación. El panel B del gráfico 3.3 muestra las pérdidas totales y desagregadas entre la generación de electricidad específicamente (barras malva y violeta) y la transformación de combustibles usados en la generación (barras moradas). La región muestra pérdidas del 65 %⁹, de las que un estimado de 56 puntos porcentuales corresponden a la generación. En la mayoría de los países de la región, las pérdidas de generación se encuentran entre el 50 % y el 65 %.

La generación, transmisión y distribución de electricidad también usa energía y sufre pérdidas en el transporte que pueden ser elevadas. Estas pérdidas se clasifican en técnicas y no técnicas. Las primeras son consecuencia del propio funcionamiento de los componentes de los sistemas de transmisión y distribución, como la resistencia eléctrica de los cables, transformadores, etc., y los campos magnéticos generados por el flujo de corriente a través de estos componentes. Las segundas responden a consumos eléctricos no facturados, que ocurren por fallas de registros, conexiones informales e ilegales a la red eléctrica y suministros no medidos, como los provistos en algunos barrios populares (Jiménez Mori et al., 2014). Las pérdidas que presenta la región por consumo propio de los centros de generación y por transmisión y distribución se encuentran entre las mayores del mundo, alcanzando en el agregado el 19 % de la generación eléctrica actual. Trinidad y Tobago, Barbados y Granada destacan por mostrar las menores pérdidas dentro de la región, puesto que son

7 El capítulo 5 los describe con mayor detalle.

8 Las pérdidas de transformación de los combustibles se aproximan por (uno menos) el cociente entre la suma del consumo final de combustibles y combustibles usados en la generación de electricidad, en el numerador, y la suma de la oferta total primaria de combustibles y las importaciones netas de combustibles secundarios, en el denominador. Esto es equivalente a hacer el cociente entre las pérdidas de 3,64 EJ y la oferta primaria de 24,24 EJ mostradas en el cuadro 3.1, aunque el valor resultante en el gráfico y en el cuadro difieren porque en este último el cociente no incluye los combustibles destinados a generación eléctrica. La combinación de combustibles usados en la generación muestra un mayor peso del gas natural, que no atraviesa procesos de transformación relevantes, por lo que presenta menores pérdidas de transformación respecto al total.

9 Resultado de la división entre pérdidas de 4,64 EJ y 7,19 EJ en el cuadro 3.1.

iguales o inferiores al 10 %. En el extremo opuesto, está Honduras, con pérdidas elevadas, que alcanzan el 33 % (ver el panel C del gráfico 3.3.).

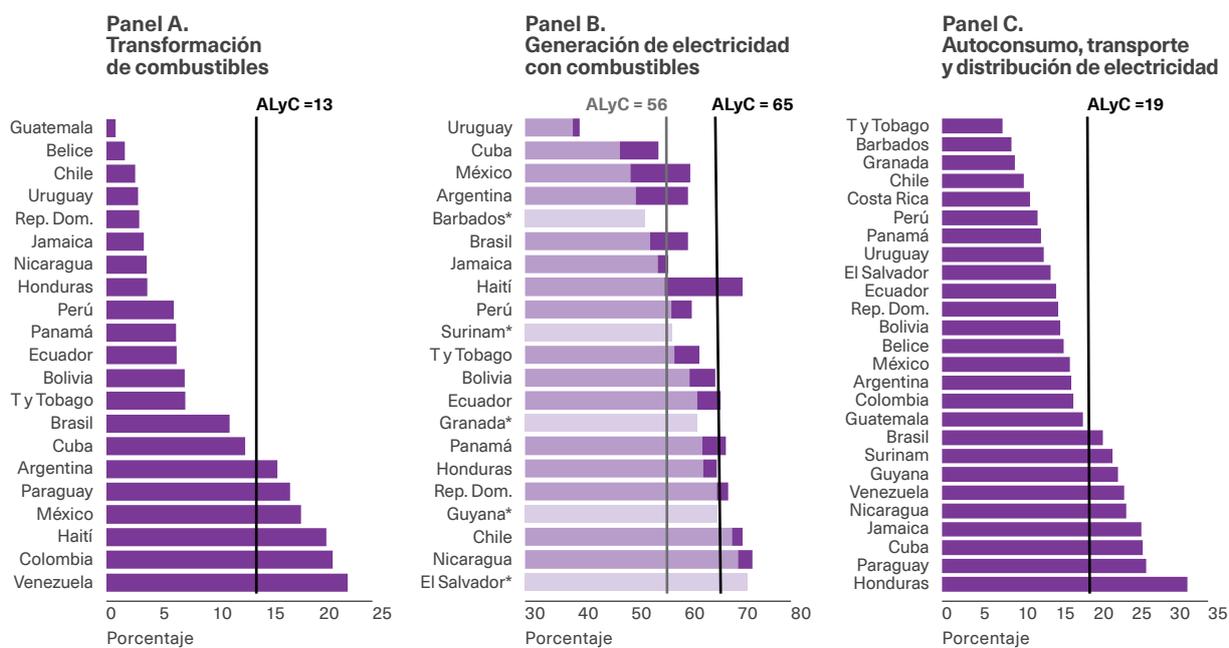


En la mayoría de los países de la región, las pérdidas de generación con combustibles se encuentran entre el 50 % y el 65 %

En resumen, si bien la región dispone de una matriz eléctrica relativamente limpia, es decir, con elevada participación de la generación no combustible (el 57 %, según se observa en el cuadro 3.1 frente al 36 % del promedio mundial¹⁰), la electricidad representa aún una porción menor del consumo energético total (aproximadamente el 20 %, en línea con el promedio mundial). El consumo directo de combustibles es el cuádruple que el de electricidad. Además, los sistemas eléctricos de la región muestran amplias diferencias en eficiencia y pérdidas globales elevadas, con importantes implicancias para las emisiones de GEI.

Gráfico 3.3

Pérdidas en los procesos de transformación, generación y transporte



Nota: El gráfico reporta la proporción de pérdidas de insumos energéticos en tres etapas: durante la transformación de los combustibles (panel A), durante el proceso de generación con combustibles (panel B) y durante el transporte y distribución de la electricidad (panel C). Los valores se presentan para los países de ALyC con información disponible. Por limitaciones o inconsistencias en los datos de origen, se excluyen Barbados, Costa Rica, El Salvador, Guyana, Granada y Surinam en el panel A; Belice, Colombia, Costa Rica, Guatemala y Venezuela en el panel B; y Haití en el panel C. El asterisco indica que no es posible atribuir las pérdidas totales entre transformación de combustibles y generación puesto que toma como insumo la información del panel A.

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

10 El cálculo se basa en datos de AIE (2023x, tabla A3.a).

Intensidad de las emisiones de energía usada según la fuente primaria

La quema de combustibles para satisfacer las necesidades energéticas contribuye al calentamiento global principalmente por las emisiones de CO₂. Los distintos combustibles usados tienen impactos dispares sobre el calentamiento debido a que tienen diferente factor de emisiones. Este concepto se refiere a la cantidad de CO₂ que se emite en promedio por cada unidad del insumo energético que se quema.

Por otro lado, el consumo de energía también trae aparejadas emisiones de metano, otro importante contribuyente al cambio climático global. La producción de petróleo, gas y carbón resultan en emisiones de metano en grado variable. Estas emisiones pueden darse, en primer lugar, por las explotaciones petroleras donde no se aprovecha el gas natural para fines comerciales y, en segundo lugar, por emisiones fugitivas, es decir, por pérdidas (fugas accidentales y liberaciones deliberadas) en la producción y transporte del petróleo y del gas¹¹. El recuadro 3.1 describe los principales gases de efecto invernadero, incluyendo el impacto sustancial que conllevan las emisiones de metano en el calentamiento global.

La matriz energética de América Latina y el Caribe presentada anteriormente muestra que el consumo energético de la región es inferior al valor de los insumos energéticos. Estas diferencias entre los insumos y lo que llega para usos finales tienen grandes implicancias para la consideración del impacto de cada recurso energético consumido sobre el calentamiento global: a las emisiones directas que resultan del uso final de combustibles se suman las correspondientes a pérdidas o usos de energía que ocurren en los procesos, desde los insumos energéticos hasta los productos de uso final. También se agregan aquellas correspondientes a las emisiones de metano por el no aprovechamiento del gas natural o las emisiones fugitivas. Estas se atribuyen, en última instancia, a los diversos productos energéticos que se obtienen en una economía.



Las pérdidas de energía durante los procesos de transformación y las emisiones fugitivas tienen grandes implicancias para las emisiones de la energía que se

La incidencia de las emisiones directas, las emisiones por pérdidas de eficiencia en los procesos de producción, transformación y transporte de combustibles, y las asociadas al metano varían de acuerdo con la composición de los insumos energéticos que se consumen, la eficiencia de los procesos y el metano liberado o fugitivo.

El cuadro 3.2 presenta los factores de emisión para los productos energéticos combustibles de consumo final en el conjunto de países de la región. La columna (a) presenta los factores de emisión en el momento de la combustión, reportados por el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés) para el uso en los inventarios de emisiones de GEI. La columna (b) muestra el factor aumentado por las pérdidas de eficiencia de los procesos de producción, transformación y transporte. La columna (c) representa el factor con la adición de las emisiones fugitivas de metano de cada país atribuidas a la producción de energía de cada fuente. La metodología de cálculo adoptada se detalla en el apéndice (disponible en línea).

Al considerar las emisiones directas, el gas natural se destaca por tener el factor de emisiones más bajo entre todos los combustibles, de 56 tCO₂/TJ; ese valor equivale a la mitad del correspondiente al carbón vegetal y es un 22 % inferior al del gasóleo. En el otro extremo, el carbón vegetal es el producto energético con mayores emisiones resultantes de la combustión por unidad de energía, estimadas en 112 tCO₂/TJ, con lo que supera incluso las vinculadas al carbón mineral en un 18 %. Los combustibles líquidos tienen asociadas intensidades de emisiones intermedias, entre 69 tCO₂e/TJ y 77 tCO₂e/TJ.

11 El metano también se produce en la fermentación de materia orgánica en los reservorios de agua, por lo que afecta igualmente a las presas construidas para la generación hidroeléctrica.

Cuadro 3.2

Factores de emisión directa, con pérdidas de transformación y de producción (tCO₂e/TJ)

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

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

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



El gas natural tiene el factor de emisiones directas más bajo entre todos los combustibles, siendo la mitad del correspondiente al carbón vegetal y un 24 % inferior al del gasóleo

El cuadro 3.2 muestra también que considerar adicionalmente las emisiones indirectas, es decir, las emisiones asociadas a las pérdidas y consumos de energía en los procesos de transformación, resulta en un incremento significativo de los factores de emisiones del conjunto de la región (columna b)¹².

La ventaja en intensidad de emisiones del gas natural es aún mayor que la de los otros combustibles bajo esta comparación, ya que resultan un 32 % y un 72 % menores que las correspondientes al gasóleo y al carbón vegetal, respectivamente. Esto ocurre porque las emisiones de los derivados del petróleo aumentan en un 19 % debido a las pérdidas de eficiencia en la transformación, mientras que el factor de emisiones del gas natural lo hace en un 7,5 %, puesto que no atraviesa transformaciones sustanciales¹³.

¹² Sin embargo, este incremento depende de la eficiencia de los sistemas de energía y varía según el país, en línea con los patrones discutidos en el gráfico 3.3.

¹³ Las pérdidas por la transformación de combustibles que incluye la columna b actúan como un multiplicador de las emisiones. Los derivados del petróleo (gasolina, queroseno, gasóleo y fueloil) tienen el mismo multiplicador, resultante de considerar la relación entre insumos y productos de las refinерías y los consumos energéticos de la producción y transformación.

Recuadro 3.1

Las emisiones de las actividades humanas y el impacto del metano

El Reporte de Economía y Desarrollo de 2023 (Brassiolo et al., 2023) discute en profundidad cómo las diversas actividades humanas afectan el clima global a través de la modificación del balance de gases de la atmósfera. En modo esquemático pueden considerarse el dióxido de carbono (CO_2), el metano (CH_4) y otros gases y tres grupos de actividades. Dentro del ciclo del carbono, las acciones humanas que producen emisiones se pueden agrupar en procesos industriales y uso de energía, por un lado, y en uso del suelo, por otro. Para el caso del metano, a estos dos grupos se suma la gestión de desechos como un contribuyente central a las emisiones asociadas a las actividades humanas.

A nivel global, la contribución relativa de los diversos gases al cambio climático en 2019 era de aproximadamente el 75 % para el CO_2 , el 18 % para el metano y el 7 % para otros gases, que incluyen óxido nitroso y gases fluorados (IPCC, 2022). Esta contribución relativa está expresada como unidades equivalentes de CO_2 . Puesto que tanto el poder de captura de calor (*radiative forcing*) como la duración en la atmósfera varían entre los distintos gases, se requiere convertir las emisiones de cada gas a impacto en el calentamiento global, considerando un plazo y una tasa de descuento temporal determinados.

Los usos energéticos implican emisiones de CO_2 cuando se queman compuestos que contienen carbono, los cuales incluyen a todos los productos de origen fósil y los combustibles de origen animal o vegetal.

Además, las fuentes de energía también tienen asociadas cuantiosas emisiones de metano. En la producción y transporte de petróleo, gas natural (metano) y carbón mineral, se libera metano por causas accidentales (emisiones fugitivas) o deliberadas (venteo o quema *in situ*) cuando no se aprovecha el gas natural para fines comerciales. La combustión incompleta y en condiciones de humedad de biomasa para fines energéticos resulta en la producción y liberación de metano. Finalmente, la introducción de embalses de agua para la generación hidroeléctrica puede incrementar las emisiones de metano y carbono globales de la cuenca hídrica afectada.

Aproximadamente un 60 % de las emisiones anuales de metano están relacionadas con la acción del hombre. El uso de energía y su producción son responsables de más de un tercio de esas emisiones, en su gran mayoría vinculadas a los combustibles fósiles (93 %), mientras que las restantes están asociadas a los biocombustibles (7 % al etanol, el biodiésel y el biogás) (AIE, 2023j).

Finalmente, la columna (c) del cuadro presenta las emisiones totales por producto energético que surgen de considerar las emisiones directas e indirectas e incorporar las emisiones de metano fugitivas que se atribuyen a ese combustible. En el conjunto de países para los que se dispone de estimaciones de emisiones fugitivas, estas representan 9,6 $\text{tCO}_2\text{e/TJ}$ adicionales en el caso de derivados del petróleo, 13,2 $\text{tCO}_2\text{e/TJ}$ en el del gas natural y cerca de 1 $\text{tCO}_2\text{e/TJ}$ en el del carbón. Al tener en cuenta estas emisiones fugitivas, se

reduce la ventaja en emisiones del gas natural respecto a otros combustibles, aunque incluso así resultan un 25 % inferiores a las correspondientes al gasóleo¹⁴. El impacto de las emisiones fugitivas en la región es muy significativo para el caso del petróleo y sus derivados y del gas natural, mientras que resulta menor para el carbón mineral y sus derivados. Como se discute en el capítulo 5, la reducción de las emisiones fugitivas reviste una importancia central para la reducción de emisiones en el corto y mediano plazo.

14 Las emisiones fugitivas que incluye la columna c son resultado de prorratear las emisiones fugitivas estimadas por la AIE, correspondientes al petróleo, el carbón y el gas, entre el total de combustibles finales producidos.

Emisiones asociadas a la generación eléctrica

Una porción significativa de la electricidad de la mayoría de los países de la región se genera a través de centrales termoeléctricas que usan insumos combustibles y, por lo tanto, resultan en emisiones de GEI. La intensidad de emisiones promedio de la electricidad de cada país puede calcularse de acuerdo con la combinación de insumos usados, la eficiencia de los procesos de transformación y transporte y las emisiones de metano asociadas a la producción de los insumos (petróleo o gas natural).



La intensidad de emisiones de la electricidad depende de la combinación de insumos usados, la eficiencia de los procesos que atraviesan y sus emisiones fugitivas

El gráfico 3.4 muestra la intensidad de emisiones de la unidad de electricidad promedio consumida según el país. En él se distinguen las emisiones directas (barras moradas) —considerando la combinación de insumos combustibles usados y su factor de emisión directa (columna a del cuadro 3.2)— en relación con la generación total; las pérdidas y usos de energía de los procesos de producción, transformación y transporte de combustibles (barra violeta y columna b del cuadro 3.2); las emisiones fugitivas atribuidas a esos combustibles (barra azules y columna c del cuadro 3.2), y finalmente, las pérdidas por el autoconsumo, el transporte y la distribución de electricidad (barras rosadas).

En el agregado, las emisiones directas de la unidad de electricidad promedio de la región alcanzan a 76,2 tCO₂e/TJ. Dar cuenta de las pérdidas de transformación de los combustibles requeridos para la generación eleva las emisiones, hasta 93,9 tCO₂e/TJ. Al considerar también las emisiones fugitivas asociadas a la producción de combustibles, las emisiones asociadas a la electricidad registran un incremento

adicional del 14 % respecto de las emisiones directas, alcanzando 104,5 tCO₂e/TJ. Finalmente, considerar las pérdidas por autoconsumo, transmisión y distribución de electricidad lleva a un factor estimado de 128,5 tCO₂e/TJ. El gráfico evidencia grandes diferencias en las emisiones promedio de la electricidad entre los países de la región, atribuibles a la combinación de insumos que usan y a las pérdidas de autoconsumo, transporte y distribución de electricidad, puesto que, para este ejercicio, se fija la eficiencia en la transformación de combustibles y las emisiones fugitivas al promedio regional¹⁵.

Paraguay, Costa Rica y Uruguay (ordenados de menor a mayor) muestran factores de emisión promedio cercanos a cero, reflejando una participación muy baja o nula de generación con combustibles. En el otro extremo, Guyana, Nicaragua y Guatemala muestran emisiones directas por unidad de electricidad entre 190 tCO₂e/TJ y 230 tCO₂e/TJ, que superan los 400 tCO₂e/TJ cuando se incluyen todos los componentes.



Las emisiones de la electricidad aumentan un 23 % cuando se tienen en cuenta las pérdidas de transmisión y distribución

Las emisiones por unidad de energía asociadas a la electricidad en América Latina y el Caribe, considerando todos los conceptos, son 73 % superiores a las asociadas al gas natural (al comparar los 128 tCO₂e/TJ presentados en el gráfico 3.4 con los 74 tCO₂e/TJ del cuadro 3.2). Además, son 39 % mayores que las de la gasolina (alcanzan 92 tCO₂e/TJ, como muestra el cuadro 3.2). Sin embargo, esta comparación requiere una consideración cautelosa del tipo de uso de energía en cuestión.

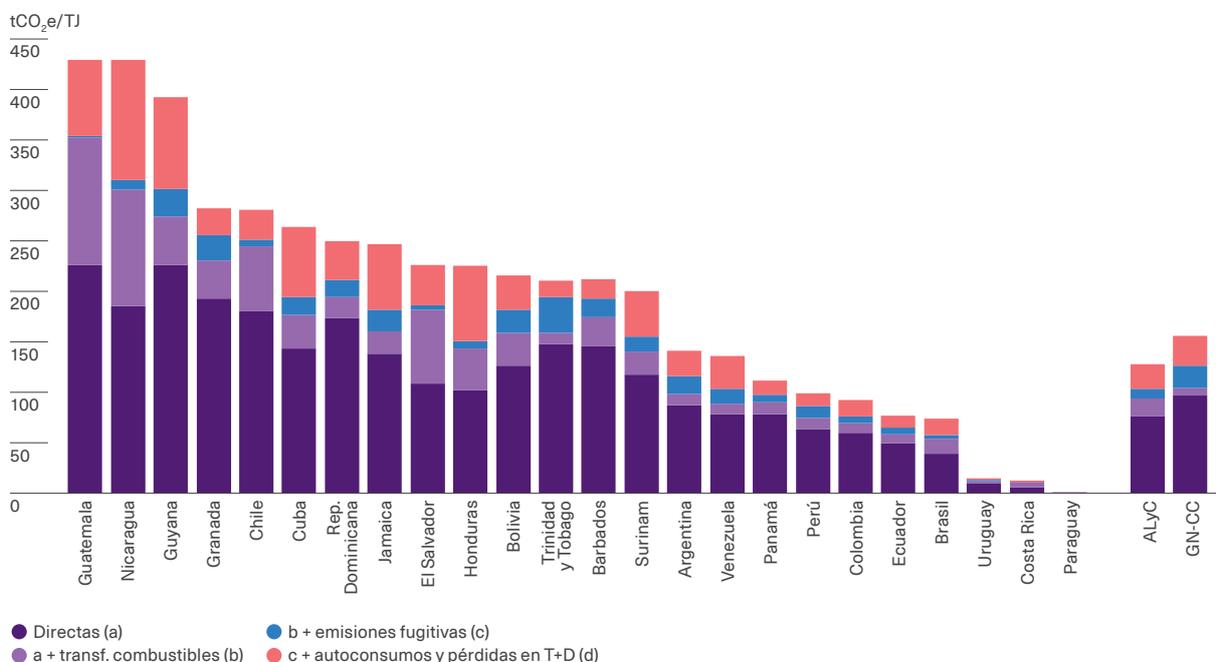
¹⁵ Mientras que algunos países producen todos los insumos de combustibles, incluyendo la extracción de petróleo y gas y el refinamiento, otros importan la totalidad de lo que usan para generar electricidad. Para poner el foco en el sector eléctrico, se usan los mismos factores de emisiones indirectas y se contempla el metano por unidad de energía correspondiente al agregado regional para todos los países.



Cuando la energía es usada para generar calor, como en el caso de algunos procesos industriales o la producción de agua caliente residencial, la comparación directa de las emisiones que implica el uso de electricidad, mostradas en el gráfico 3.4, con las asociadas al uso de los diversos combustibles, presentados en el cuadro 3.4, es aproximadamente válida. A modo de ejemplo, sistemas domésticos comparables para calentar agua muestran relaciones de eficiencia de la

electricidad respecto al gas natural o al gas licuado del petróleo (GLP) entre 1,14 y 1,04 (Keinath y Garimella, 2017). Para este ejemplo, son pocos los países con una matriz eléctrica con emisiones lo suficientemente bajas como para que el reemplazo de una caldera de agua domiciliaria a gas natural o GLP por una eléctrica con tecnología similar resulte en una reducción global de las emisiones¹⁶.

Gráfico 3.4
Emisiones asociadas a la generación eléctrica



Nota: El gráfico muestra la intensidad de emisiones de la unidad de electricidad promedio consumida, medida en toneladas de CO₂ equivalente por terajulio, en los países de ALyC con información disponible. Las barras moradas muestran las emisiones directas en relación con la generación total. Las barras violetas surgen surge de considerar las pérdidas y usos de energía de los procesos de producción, transformación y transporte de combustibles. Las barras azules incluyen las emisiones fugitivas atribuidas a esos combustibles. Finalmente, las barras rosadas dan cuenta de las pérdidas por el autoconsumo, transporte y distribución (T+D) de electricidad. Los detalles del cálculo de cada uno se encuentran en el apéndice disponible en línea. La categoría GN-CC representa las emisiones teóricas que resultarían de producir electricidad con una central de generación de ciclo combinado de gas (usando un parámetro de eficiencia del 58 %, que es el estándar para esta tecnología [AIE, 2020e, p.48]), considerando los factores de emisiones del gas natural correspondientes al agregado de la región. Se excluyen valores extremos para los casos de Belice y Haití.

Fuente: Elaboración propia con base en IPCC (2006), OLADE (2023b) y AIE (2020e).

¹⁶ Estas comparaciones dependen de la eficiencia de los equipamientos usados. En el caso de la climatización del ambiente y el agua residencial, los equipos eléctricos basados en bombas de calor (el tipo de sistema usado en los aires acondicionados para frío o calor) muestran un coeficiente de rendimiento mucho mayor al de calderas tradicionales, aunque requieren una mayor inversión inicial y aún no se encuentran disponibles en todos los mercados.

En cambio, para usos relacionados con fuerza motriz, los combustibles requieren de una conversión energética desde calor a movimiento que está sujeta a grandes pérdidas de eficiencia. Por ejemplo, el factor de eficiencia de los motores de combustión interna usados en automóviles oscila entre el 20 % y el 30 %, mientras que el factor de eficiencia para motores eléctricos se ubica entre el 80 % y el 90 % (Pannone et al., 2017). Entonces, tomando una relación entre la eficiencia de los motores eléctricos del 90 % y de los motores de combustión interna del 30 %, reemplazar el uso de combustible por electricidad resultará en una reducción de las emisiones siempre que el factor de emisiones de la electricidad sea menos del triple que el del combustible usado, lo que ocurre en la mayoría de los países de la región.

En resumen, mientras que la generación eléctrica no sea 100 % verde, la electrificación de los usos traerá reducciones en emisiones, pero estas no serán homogéneas e incluso podrían producirse aumentos según el tipo de uso y la eficiencia de los equipos empleados. Por este motivo, resulta clave

que los avances en la electrificación del consumo vayan acompañados de incrementos en la capacidad de generación limpia¹⁷.

Por último, la última barra del gráfico 3.4 (GN -CC) representa las emisiones teóricas que resultarían de generar electricidad con una central de ciclo combinado de gas —usando un parámetro de eficiencia del 58 %, tomado de AIE (2020e)—, y suponiendo factores de emisiones del gas natural del agregado de la región. Esto resultaría en emisiones directas por cada terajulio de electricidad generado de 97 tCO₂ y emisiones totales por terajulio que llega a los consumidores finales de 156 tCO₂e. Esta referencia hipotética apunta a que, en muchos países de la región, la generación promedio tiene un impacto en emisiones mayor a la que resultaría de usar gas natural con la tecnología más eficiente disponible —ciclo combinado—, lo que es un indicio del potencial rol del gas natural para reducir las emisiones del sector eléctrico. En la práctica, los espacios concretos para esta reducción de emisiones dependen de la posibilidad de sustituir combustibles líquidos o carbón mineral por gas natural.

Espacios de acción en los sistemas energéticos

Los tres pilares estratégicos para la transición energética descritos en este capítulo ofrecen espacio para la adopción de medidas que aborden la crisis ambiental y garanticen un desarrollo sostenible.



La generación de electricidad de bajas emisiones, la electrificación del consumo y la eficiencia del sector energético son estratégicos para la transición energética

El primer pilar se refiere a la generación de electricidad de bajas emisiones. En el capítulo se mostró que la región presenta una matriz eléctrica relativamente limpia, es decir, con una elevada participación de la generación no combustible, que alcanza el 57 %, según se observa en el cuadro 3.1, frente al 36 % a nivel mundial. Sin embargo, la intensidad de emisiones de la electricidad en algunos países continúa siendo elevada, incluso cuando se la compara con el uso directo de vectores combustibles, como el gas natural.

¹⁷ Estimar con mayor precisión el impacto real de electrificar un consumo es una tarea compleja, puesto que depende de cuál es la fuente de generación de electricidad usada para satisfacer ese consumo. Cuando aumenta la demanda al sector eléctrico, en lo inmediato las emisiones de esa electricidad corresponden a la central que brinda ese incremento en la generación eléctrica. Cuando se trata del horario de mayor consumo, en general, la central eléctrica que atiende los consumos en el margen será una de base termoeléctrica para períodos de punta, con elevadas emisiones por unidad de energía. Sin embargo, con el tiempo, es esperable que el sector se readecúe para ese nuevo nivel de consumo, incorporando capacidad de generación de menor costo y emisiones.

La promoción de la energía solar y eólica serán claves para reducir las emisiones del sector eléctrico, en particular en países con menos disponibilidad de recursos hídricos, y para abrir el camino a una electrificación del consumo con una reducción de las emisiones. El capítulo 4 describe los instrumentos existentes para la promoción de la energía renovable no convencional y las adaptaciones que requiere el sector eléctrico.

El segundo pilar es el de la electrificación del consumo. Como se ha visto, la electricidad representa aún una porción menor del consumo energético total (aproximadamente el 20 %, en línea con el promedio mundial), mientras que el remanente es atendido por combustibles. Si bien parte de la baja electrificación del consumo responde a la adecuación de los usos de energía con los vectores que los atienden, ya se cuenta con tecnologías competitivas para lograr grandes incrementos en la participación de la electricidad, en particular en el sector residencial y comercial y en el transporte liviano. Este capítulo destaca la importancia de evaluar cuándo resulta conveniente la electrificación del consumo, puesto que las reducciones de emisiones que pueden obtenerse de ella son dispares y pueden incluso ser nulas, dependiendo del tipo de uso y la matriz eléctrica de cada país.

El tercer pilar atañe a la eficiencia del sector energético. En este capítulo se describen las diferentes pérdidas en el sistema, asociadas a los diferentes procesos por los que pasan los insumos energéticos. Los combustibles, que hoy atienden el 80 % del consumo de energía, presentan emisiones elevadas que, en la región, se encuentran magnificadas por sistemas energéticos con pérdidas de eficiencia y emisiones fugitivas. Por otro lado, el sector eléctrico también muestra pérdidas por autoconsumo, transporte y distribución elevadas en la comparación global. Las políticas para mejorar la eficiencia en el uso de insumos, como la eliminación de las emisiones fugitivas y la reducción de las pérdidas de electricidad, son espacios promisorios para la mitigación de emisiones.



Electrificación verde

● Descripción de los sistemas eléctricos

● Adaptaciones que pueden requerir los sistemas y mecanismos para la incorporación de fuentes renovables

● Políticas públicas para la descarbonización a partir de fuentes de energía limpias

4

Mensajes clave

- 1** La transición energética implica un crecimiento sustancial del consumo de electricidad y una descarbonización profunda de su generación. El aumento del consumo responde al proceso de desarrollo económico y a la expansión de la electricidad, cuya participación en la matriz energética en 2050 será más del doble de la actual. Por su parte, la descarbonización supone un aumento en la capacidad de generación verde para atender la demanda de electricidad y sustituir las fuentes basadas en combustibles.
- 2** El crecimiento en tamaño y composición de la matriz eléctrica implica tres grandes desafíos. Primero, la escala de inversión para alcanzar la capacidad de generación objetivo es grande, por lo que se necesitan incentivos y previsibilidad suficientes para atraer al sector privado. Segundo, las alternativas de generación limpia de mayor competitividad son intermitentes y requieren de herramientas suficientes para asegurar el suministro de electricidad. Tercero, la infraestructura de transmisión y distribución deberá atravesar cambios en extensión y estructura como resultado del crecimiento del sector y la incorporación de la generación renovable y distribuida.
- 3** La región ha estructurado las transacciones de energía a través de contratos de mediano y largo plazo, acompañados de un mercado *spot*. Este arreglo organizacional ha actuado como facilitador de la implementación de subastas, en un primer momento para la expansión de capacidad y, posteriormente, para la incorporación de energías renovables no convencionales.
- 4** Las necesidades de inversión en generación verde para seguir una trayectoria de descarbonización con cero emisiones netas en la región son sustanciales, representando alrededor de 1 % del PIB anual hasta 2050.
- 5** La generación con fuentes solar y eólica ha alcanzado ya costos nivelados de la energía comparables o inferiores a los de la generación basada en combustibles fósiles. Sin embargo, la energía renovable no convencional se caracteriza por no ser despachable, es decir que genera electricidad solo cuando el recurso está disponible. Su incorporación a los sistemas energéticos da lugar a momentos y lugares con excedentes o escasez de generación, lo que supone un desafío para la operación del sector eléctrico.
- 6** Las herramientas para atender los desafíos de operación del sector eléctrico con elevada participación de ERNC son tecnológicas y regulatorias. Entre las primeras se encuentran el desarrollo del almacenamiento, como las baterías de litio en gran escala y el bombeo hidráulico, y la generación flexible de bajas emisiones, como la basada en hidrógeno verde o en biomasa sostenible. Entre las segundas están el incremento del nivel de reserva de capacidad y servicios auxiliares requerido y la profundización de mecanismos de respuesta de la demanda.

7 En la región existen casos ejemplares de incorporación de energías renovables no convencionales de forma acelerada. Entre ellos se destacan Uruguay (34,3 % de la generación), Chile (22 %), El Salvador (18,6 %), Brasil (13,6 %) y Argentina (11 %). Algunos países ya mostraban una participación incipiente en 2010, en particular Nicaragua y Costa Rica, con valores cercanos al 4 %. Sumado a esto, algunos países muestran un gran dinamismo en la incorporación de generación distribuida, que representa el 5 % de la capacidad en la región, de los que casi el 90 % corresponden a Brasil.

8 La infraestructura de transmisión y distribución requerirá de cambios sustanciales que acompañen los descritos en los otros eslabones del sector eléctrico. La región necesita más que duplicar su red de transmisión y distribución para 2050, desde un nivel actual estimado en 20 kilómetros por cada 10.000 habitantes. La fragmentación de los puntos de inyección, el incremento de la distancia entre la generación y el consumo y la presencia de prosumidores implican cambios en términos de extensión y flexibilidad para la operación.

9 América Latina y el Caribe gozan de una importante disponibilidad de recursos hídricos, irradiación solar y exposición eólica, aunque dispar entre países y áreas. La región cuenta con un tercio de la escorrentía, más que todos los otros continentes, mientras que alberga al 6 % de la población mundial, pero solo un tercio de ese potencial está aprovechado. Además, casi todos los países de la región se encuentran sobre la mediana mundial de potencial solar y 12 de ellos también se sitúan sobre la mediana de potencial eólico a nivel global.

10 La integración energética es el ámbito más efectivo para asegurar el suministro continuo de electricidad ante las intermitencias que enfrenta la generación renovable no convencional. El establecimiento de marcos estables para la realización de intercambios entre los países constituye una condición fundamental para aprovechar la interconexión existente y promover nuevas interconexiones de los distintos sistemas nacionales.

Electrificación verde¹

Introducción

La transición energética en América Latina y el Caribe requiere que aumente la proporción del consumo eléctrico en el consumo total de energía y la generación de electricidad a partir de fuentes de bajas emisiones. Esta generación con fuentes limpias presenta tres grandes desafíos.

El primero concierne a la operación del sistema eléctrico ante la intermitencia que caracteriza a la generación con fuentes renovables, como la energía eólica y solar, dado que funcionan solo cuando hay viento y sol, a diferencia de la térmica que lo hace de forma continua. Por un lado, la capacidad de generación necesaria para atender de manera confiable un determinado nivel de consumo deberá ser más alta y dependerá de la matriz energética del sistema, así como de la capacidad de acompañar los picos de demanda. Esa capacidad afecta los pagos que cada central de generación de electricidad recibe en el mercado, por lo que posiblemente sea necesario adecuar este para asegurar que existan suficientes plantas de cada tipo y que operen de manera óptima. Por otro lado, la mayor intermitencia aumenta la

necesidad de herramientas que doten de flexibilidad al sistema para evitar cortes de suministro. Esa flexibilidad puede provenir de la oferta, como es el caso de las baterías y otras formas de almacenamiento, o de la demanda, implementando precios dinámicos que den señales adecuadas de escasez de capacidad a los consumidores residenciales y grandes usuarios.

El segundo desafío se relaciona con la inversión en capacidad de generación eléctrica. Esta transición requerirá una inversión elevada en plantas renovables y tecnologías complementarias, estimada entre 0,5 % y 1 % del PBI anualmente en los países de la región (MRC Consultants y PSR, próxima publicación). Además de reemplazar las centrales de generación existentes que usan combustibles fósiles, será necesario aumentar la capacidad total del sistema para atender una demanda mucho mayor a causa de la electrificación de los sectores de transporte y calefacción. Por lo tanto, es relevante entender cómo dar incentivos suficientes para que crezca la capacidad de generación limpia al ritmo requerido.

¹ Este capítulo fue elaborado por Walter Cont y Federico Juncosa con la asistencia de investigación de Lautaro Carrizo y Agustín Staudt.

El tercer desafío atañe a la expansión necesaria de la infraestructura de transporte y distribución. Junto a los mayores requerimientos derivados del crecimiento de la demanda, la infraestructura deberá adaptarse a las características distintivas de las energías renovables no convencionales (ERNC) —solar, eólica e hidroeléctrica de pasada—, que tienen un patrón de ubicación, tamaño de plantas y variabilidad de generación marcadamente diferentes.

Estos cambios tienen implicancias sobre la regulación del servicio eléctrico, puesto que la incorporación de fuentes intermitentes altera la estructura de costos del sistema, reduciendo la relevancia de los costos variables de la electricidad e incrementando el componente de costos de capital. Esas variaciones plantean, al mismo tiempo, desafíos al modo en que se remuneran los diferentes actores del sector eléctrico bajo los diseños actuales (Fabra, 2021; Fabra et al., 2021; Fabra e Imelda, 2023; Faruqui y Tang, 2021; Ryan, 2021).

Este capítulo inicia el análisis presentando una descripción de los sistemas eléctricos y su preparación para el ingreso de fuentes renovables. A continuación, profundiza en las adaptaciones que pueden requerir los sistemas y los mecanismos para incorporar fuentes renovables a la capacidad de generación. Dadas las perspectivas de electrificación de la demanda, el consumo de electricidad puede llegar a duplicarse respecto a los niveles actuales en los escenarios de descarbonización. Esto impone una carga sobre las redes de transmisión y distribución que, junto con las características específicas de la generación no convencional, en particular, su aleatoriedad, implica requerimientos de inversión. Este aspecto es analizado antes de presentar las posibles políticas públicas para la descarbonización mediante una incorporación mayor de las energías limpias.

El sector eléctrico en América Latina y el Caribe

Componentes del sector

El sector eléctrico consta de cuatro fases: generación, transmisión, distribución y comercialización. En cada país, el sector puede presentar niveles de integración variados y diferente perfil de participación de los actores públicos y privados.

La fase de generación consiste en el uso de algún proceso para transformar en electricidad una energía primaria de origen, asociada a un insumo energético, mediante generadores. La transmisión consiste en el transporte de la electricidad desde los puntos de generación, a través de una red, compuesta por líneas de alta y media tensión y estaciones de transformación, hasta una ciudad o polo de consumo. La distribución consiste en el transporte de electricidad desde las estaciones transformadoras de alta, media y baja tensión de la red hacia los puntos de consumo de los usuarios finales (hogares, comercios, empresas, etc.), a través de mallados eléctricos. Finalmente,

la comercialización consiste en la gestión comercial de los usuarios finales, incluyendo la lectura de consumos, la facturación y la gestión de la demanda (pronóstico de la demanda de los usuarios finales y cobro de tarifas).



El sector eléctrico consta de cuatro fases: generación, transmisión, distribución y comercialización

En cada país, los eslabones descriptos pueden presentar arreglos institucionales de variada naturaleza para abastecer de energía eléctrica al usuario final. Estos abarcan desde aquellos basados en los mercados, hasta arreglos totalmente centralizados, en los que una entidad estatal es propietaria y gestora de

todas las etapas (por ejemplo, el de Costa Rica, Honduras y, con una configuración alternativa, Paraguay), pasando por diseños con mayor o menor integración vertical, concentración de mercado y participación del Estado.

Resulta ilustrativo describir el arreglo basado en los mercados. En este, la comercialización mayorista de energía —en la que los generadores venden energía a distribuidoras o grandes usuarios— y la minorista —en la que los comercializadores venden energía a los usuarios finales— se pueden estructurar como mercados con un grado adecuado de competencia, sujeto a su tamaño. En cambio, los componentes de transmisión y distribución presentan características de monopolio natural, que justifican la concentración de la provisión del servicio en un único oferente. En estas fases, el arreglo institucional de mercado típico es el otorgamiento de una concesión a una empresa privada, mediante una licitación, o la provisión por parte de una empresa pública, que opera bajo la supervisión de un regulador.

En cuanto a la comercialización mayorista, la organización más usual en la región ha consistido en la estructuración de un mercado, comúnmente denominado mercado eléctrico mayorista, compuesto por distribuidoras, comercializadoras minoristas y grandes usuarios, del lado de la demanda, y generadores de electricidad del lado de la oferta, con libre entrada de oferentes y demandantes.

La formación de mercados que tuvo lugar en las décadas de 1980 y 1990 en América Latina y el Caribe buscó organizar una estructura en la que los generadores realizaran transacciones con las distribuidoras y los grandes usuarios para el suministro de electricidad en un mercado mayorista que consta de dos tramos:

contratos de suministro y mercado al contado (*spot*)². Los generadores y compradores celebran contratos para el suministro de energía eléctrica por un lapso determinado (los plazos constituyen un elemento de los contratos y dependen del activo relacionado, pudiendo ser de unos pocos años hasta 20 años o más). En él se establecen las condiciones para la provisión de energía contratada. Estos contratos pueden ser bilaterales, entre generador y distribuidor o comercializador, o establecidos de manera descentralizada, donde las partes fijan las condiciones y el precio de manera flexible y sin requerir la aprobación de terceros (caso, por ejemplo, de Argentina, durante el período sin intervenciones). También existen casos procurados a través de subastas descentralizadas (por ejemplo, en Chile) o resultado de subastas centralizadas, en las que las condiciones son definidas por la autoridad de energía (como en Brasil). En todos los casos, las distribuidoras y los grandes usuarios están obligados por ley a cubrir a través de contratos toda su demanda prevista o un porcentaje elevado de esta.

Los contratos se complementan con un mercado al contado, que permite completar las necesidades de demanda en cada hora que no están respaldadas con contratos y valorizar los desequilibrios entre los compromisos asumidos en los contratos y las entregas reales. Con distintos formatos, Argentina, Brasil, Chile, Colombia, El Salvador, México y Panamá estructuraron los mercados de generación de esa manera.

El rol principal del operador del mercado³ consiste en determinar el orden con el que los generadores inyectan energía (curva de oferta horaria) y emitir órdenes de despacho de acuerdo con la decisión anterior y la demanda que deben cubrir⁴. El precio de equilibrio horario es el precio o costo variable de la última unidad despachada para atender la demanda horaria⁵.

2 Conocido también como mercado de entrega inmediata.

3 Este agente, en ocasiones denominado organismo encargado del despacho, puede ser una empresa público-privada (en la que participan los distintos representantes del sector), un operador independiente o la empresa a cargo de la transmisión del sistema.

4 Existen dos mecanismos alternativos para definir el orden. En algunos casos (por ejemplo, Colombia), los generadores proponen ofertas en precio y cantidad ordenadas de menor a mayor precio. En otros, los generadores informan al operador de sus estructuras de costos—fijos, variables, consumo de combustibles según niveles de producción— y son ordenados de menor a mayor costo (por ejemplo, Argentina, Chile y México). En el caso de México funcionan tres submercados no integrados (Sistema Interconectado Nacional, Baja California Sur y Baja California Norte, este último integrado con el Independent System Operator [ISO] de California [Estados Unidos]), que funcionan con precios horarios nodales. Las diferencias se producen por restricciones físicas, pérdidas y congestiones en la red.

5 El caso argentino es una excepción. En 2002 se preservó la estructura de la curva de oferta, pero a partir de ofertas teóricas calculadas por el organismo encargado del despacho (OED), que simulaban costos variables inferiores a los reales para las generadoras térmicas. En 2011 la gestión de la compraventa de energía se centralizó aún más en el OED. Como el valor de la energía vendida a las distribuidoras era mucho menor que el costo de generarla (aún en la construcción teórica), se produjeron varios déficits. Los más importantes fueron el resultante de la diferencia entre lo que paga la demanda y la oferta teórica y la diferencia entre el valor para la oferta teórica y el costo real de generación (superior al teórico para la generación térmica).

Las compensaciones monetarias dependen de los contratos existentes y los despachos realizados. Así, en el caso de despachos con contrato, los generadores reciben como pago por la electricidad entregada una retribución igual al precio de los contratos vigentes (figura 4.1, panel A) y, cuando son despachados sin contrato o por generación adicional a la contratada, igual al precio *spot* vigente en el momento de entregar la energía (figura 4.1, panel B).

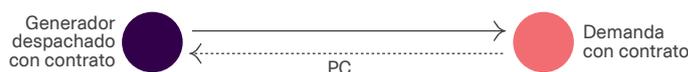
Cuando los generadores no son despachados por la totalidad de los contratos que tienen suscriptos y se sustituyen por otro generador, reciben como compensación por la energía no entregada un monto que resulta de la diferencia (positiva o negativa) entre el

precio vigente en el contrato y el precio *spot*, que retribuye a quien entregó la energía equivalente en su lugar (figura 4.1, panel C). Al resultado de estos precios se deduce el peaje que deben pagar los generadores por el servicio de transmisión, que varía de acuerdo con el lugar geográfico (nodo, estación de potencia) donde se inyecta la electricidad^{6,7}. La diferencia entre el precio (o costo) *spot* y los costos de generación de cada generador despachado en cada momento resulta en una cuasi renta implícita para los generadores inframarginales, es decir, aquellos que operan con costos inferiores al del mayor costo que es despachado⁸. El comportamiento de los precios o costos *spot* puede operar como señal para las inversiones en nuevas plantas y disciplinar los valores de los contratos nuevos que se firman.

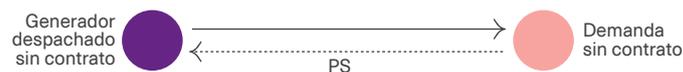
Figura 4.1

Flujo de cantidades y de pagos en función del despacho y relación contractual

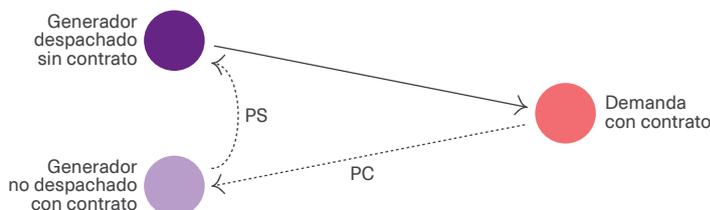
Panel A. Transacciones con contratos



Panel B. Transacciones *spot*



Panel C. Transacciones entre demandantes con contrato, generadores con contrato no despachados y generadores despachados



Nota: La figura muestra el esquema del flujo de cantidades de energía en función de si el generador es o no despachado y si el flujo se realiza a partir de un contrato (PC: precio de contrato) o una transacción *spot* (PS: precio *spot*). Las líneas continuas representan el flujo de energía y las líneas punteadas, el flujo de dinero.

Fuente: Elaboración propia.

6 La forma en la que se implementan los acuerdos financieros con relación a los despachos reales también difiere por país.

7 Otro componente de los ingresos de los generadores es la remuneración de la potencia o capacidad, que suele ser determinado por el regulador a partir del costo de capital para atender la demanda de punta, y que es un ingreso complementario para sostener la expansión de la capacidad (por ejemplo, estos pagos existen en Argentina [bajo la denominación de potencia puesta a disposición, aunque con valores intervenidos], Chile y México). Ver Muñoz et al. (2021) para un análisis del caso chileno.

8 En la práctica, la mayor parte de la energía de los generadores despachados se remunera en el marco de un contrato, en el que se han definido los precios con antelación.

Matriz de generación eléctrica regional

En la región se generan 5,89 exajulios (EJ) de electricidad anualmente, de los que 4,78 EJ representan consumos facturados y 1,1 EJ son pérdidas de transporte y distribución, en su mayor parte asociados a consumos no contabilizados e informales (un 19 % de la generación).

Existen múltiples tecnologías en funcionamiento para generar electricidad, con características variables en términos de costos, flexibilidad e impacto ambiental (ver el recuadro 4.1 y el apéndice “Tecnologías de generación eléctrica” disponible en línea).

Un 57 % de la generación regional se produce con fuentes no combustibles, un 80 % de la cual tiene base hidroeléctrica.



En la región se generan 5,89 exajulios (EJ) de electricidad anualmente, de los que 4,78 EJ representan consumos facturados y 1,1 EJ son pérdidas de transporte y distribución

Recuadro 4.1

Tecnologías de generación y sus atributos

Casi la totalidad de la electricidad que se produce y consume en todo el mundo se genera mediante un proceso motriz, en el que se usan diversas maneras de movilizar un generador. Dentro de este, la rotación de un imán en una bobina genera una corriente eléctrica por acción del movimiento del campo magnético creado por el imán. Este se encuentra asociado a un eje, que es propulsado por diversas fuentes, produciendo la rotación del eje y del imán.

Los generadores pueden movilizarse usando diversas fuentes, que pueden clasificarse como térmicas o cinéticas. La generación térmica se puede llevar a cabo obteniendo la fuente de calor de la quema de un combustible, que puede provenir de fuentes fósiles o no fósiles, como la leña. También es posible obtenerla con otras fuentes de calor, como la geotermia, las reacciones nucleares o la radiación solar. La única excepción al generador por inducción electromagnética descrito, actualmente en funcionamiento en escala, es la generación solar fotovoltaica. En este proceso, la electricidad se produce por acción de un proceso químico disparado por la radiación solar sobre los materiales semiconductores que contienen los paneles solares.

Las diferentes tecnologías pueden ser descritas por tres atributos centrales: los costos y su estructura, la flexibilidad con la que pueden ser operados y sus impactos ambientales típicos. El cuadro 1 muestra de manera esquemática estos atributos para una selección de tecnologías relevantes. Las fuentes renovables no convencionales presentan en la actualidad bajos costos totales, compuestos casi en su totalidad por los costos del capital inicial, al tiempo que presentan impactos en emisiones nulos. Como contrapartida, no permiten flexibilidad de operación. En cambio, los generadores de base térmica presentan impactos en emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), pero algunos de ellos ofrecen una elevada flexibilidad, porque pueden operarse a niveles variables de producción y administrar el nivel con rapidez.

Cuadro 1

Atributos de los generadores de energía

Tecnología	Costos	Impacto ambiental	Despacho y flexibilidad
Combustión interna con base en gas natural	Elevados: fuerte componente variable por costo del combustible y menor eficiencia respecto a ciclo combinado	Emisiones elevadas por uso de combustible fósil, aunque menores que otros combustibles fósiles	Alta eficiencia para regimenes variables, típicamente diseñado para puntas de consumo
Combustión interna con combustibles líquidos	Elevados: fuerte componente variable por costo del combustible	Emisiones elevadas de GEI por uso de combustible fósil. Emisiones de contaminantes del aire locales	Alta eficiencia para regimenes variables, típicamente diseñado para puntas de consumo
Central de gas natural de ciclo abierto	Elevados: fuerte componente variable por costo del combustible y menor eficiencia respecto a ciclo combinado	Emisiones elevadas por uso de combustible fósil, aunque menores que otros combustibles fósiles	Alta eficiencia para regimenes variables, típicamente diseñado para puntas de consumo
Hidroenergía con reservorio	Moderados: mayor importancia del costo de capital y bajo costo variable asociado al mantenimiento y al valor de opción del agua usada	Emisiones de CO ₂ por vegetación preexistente en la zona inundada. Emisiones de metano de origen biológico en las zonas de baja profundidad	Alta cuando los generadores están optimizados para cargas variables. Permite almacenamiento, desde intradiario hasta plurianual, según el reservorio
Solar térmica	Moderados: con componente variable nulo y componente de costos de capital elevado	Sin emisiones en la etapa de generación. Requerimiento elevado de espacio	Baja flexibilidad debido a carga mínima moderada
Central de gas natural de ciclo combinado	Moderados: costos variables intermedios por la mejor eficiencia en el uso del insumo combustible y el elevado costo del capital inicial	Emisiones elevadas por uso de combustible fósil, aunque menores que otras centrales por la alta eficiencia y las inferiores emisiones del gas natural respecto a otros combustibles	Baja flexibilidad debido a carga mínima moderada
Turbina a vapor de carbón	Bajos: costo del insumo es bajo (sin precios al carbono), altos costos de capital	Emisiones elevadas de GEI por uso de combustible fósil. Emisiones de contaminantes del aire locales	Baja flexibilidad debido a carga mínima elevada y tiempos de arranque moderados
Turbina a vapor de biomasa	Moderados: costo del insumo es intermedio y con disponibilidad limitada, altos costos de capital	Posibles emisiones por demanda de uso del suelo y deforestación indirecta. Emisiones de contaminantes del aire locales	Baja flexibilidad debido a carga mínima elevada y tiempos de arranque prolongados
Nuclear	Moderados: costo del insumo muy bajo, muy altos costos de capital inicial y de mantenimiento	Sin emisiones en la etapa de generación. Riesgos de contaminación por radioactividad en caso de accidentes. Gestión costosa de subproductos	Baja flexibilidad debido a carga mínima elevada y tiempos de arranque prolongados
Hidroenergía de pasada	Bajos: sin costos variables y baja inversión inicial.	Sin emisiones, barrera para movimiento de organismos acuáticos en la cuenca.	No despachable
Solar fotovoltaica	Muy bajos: componente mayoritario de capital inicial	Sin emisiones en la etapa de generación. Requerimiento elevado de espacio.	No despachable
Eólica	Muy bajos: componente mayoritario de capital inicial	Sin emisiones en la etapa de generación. Posibles impactos en especies voladoras	No despachable

Fuente: Elaboración propia con base en González-Salazar et al. (2018).



La contribución del sector eléctrico al cambio climático proviene principalmente de la generación con combustibles. En la región, esta alcanza 2,54 EJ de electricidad anualmente o un 43 % del total. Para obtener esa generación son necesarios 6,85 EJ de insumos combustibles primarios. La diferencia entre los insumos usados y la generación obtenida responde a las pérdidas y consumos de energía asociados a los diversos procesos de transformación que requiere la producción de dichos insumos y a las pérdidas de eficiencia de la generación térmica. En este cálculo, los consumos energéticos del sector fósil son considerados como parte de los insumos requeridos para la generación eléctrica. A su vez, la generación térmica involucra elevadas pérdidas de energía en forma de calor liberado al ambiente.

Existen otros vínculos entre la generación de electricidad y el cambio climático no asociados a la combustión que cada vez se entienden mejor. Por un lado, la consideración de las emisiones del ciclo de vida de cada tecnología da cuenta de las emisiones que esta involucra, desde la producción de materiales primarios que requieren los bienes de capital hasta su disposición final. Por otro lado, la generación hidroeléctrica puede producir emisiones de dióxido de carbono (CO_2) y de metano a través de la descomposición de la vegetación existente en los suelos anegados por la introducción de una presa y de la actividad de origen biológico que ocurre en los suelos saturados de agua y poco profundos de los márgenes de los cuerpos de agua. El problema de las emisiones de metano se intensifica por los más frecuentes cambios en el nivel del agua que implica la gestión del almacenamiento de una presa hidroeléctrica.

Las mejoras de eficiencia en la generación basada en combustibles y la reducción de las pérdidas en el transporte y distribución de la electricidad permiten atender la demanda de este servicio con menos insumos de combustibles y, consecuentemente, resultar en costos y emisiones más bajos. Sin embargo, una parte de las pérdidas de transporte y distribución pueden corresponder a consumos no medidos en el suministro de zonas de bajos ingresos. Su correcta identificación y medición es importante para perseguir la eficiencia y mejorar la gestión del suministro, pero requiere posiblemente adoptar instrumentos alternativos

para reducir los impactos distributivos regresivos, como el uso de una tarifa social bien focalizada (Cont et al., 2021).



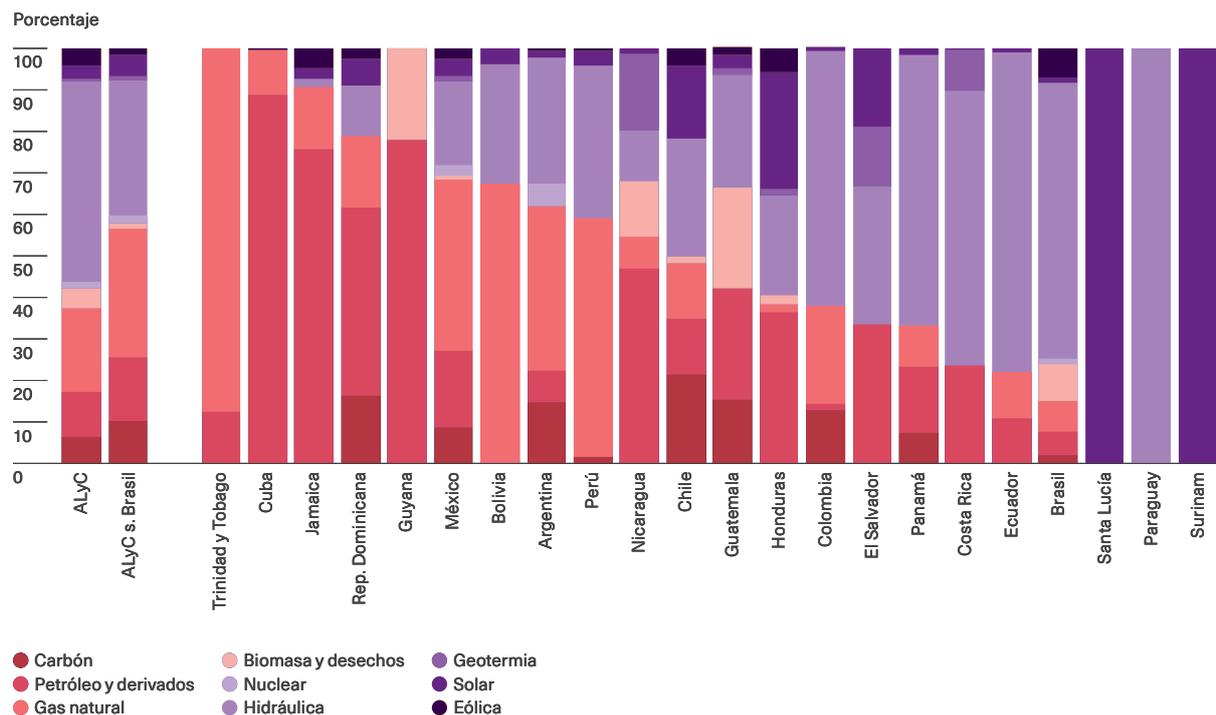
La mejora de la eficiencia en la generación termoeléctrica y la disminución de las pérdidas de transporte y distribución permiten reducir el uso de combustibles

El gráfico 4.1 muestra la capacidad instalada de generación eléctrica en los países de la región según la fuente. En el conjunto de América Latina y el Caribe (primera barra), las centrales hidroeléctricas representan la principal fuente a nivel regional, alcanzando el 48 % de la capacidad instalada. A su vez, la capacidad instalada de fuente geotérmica, solar y eólica supone conjuntamente el 8 % del total (cifra que no incluye la capacidad de generación distribuida).

Casi un 38 % de la capacidad de generación instalada está representada por las termoeléctricas basadas en combustibles fósiles. Entre estas, la parte mayoritaria proviene de centrales de gas natural (20 %), aunque también existe capacidad instalada relevante a partir del carbón (6,4 %) y el petróleo y sus derivados (11 %). Además, la generación con base en biomasa y desechos representa un 4,8 % de la capacidad, totalizando un 43 % de generación con combustibles. Esta composición agregada está fuertemente explicada por Brasil, que cuenta con una capacidad hidroeléctrica elevada. Si se excluye a este país del agregado regional, la participación de la capacidad de base fósil alcanza el 57 %. Además, el gráfico indica que los países insulares o de baja conectividad terrestre (Trinidad y Tobago, Cuba, Jamaica, República Dominicana, Guyana, por orden de mayor a menor) muestran una participación predominante de la generación con combustibles.

Gráfico 4.1

Capacidad instalada por país según el insumo principal en 2021



Nota: El gráfico muestra la capacidad instalada de generación eléctrica según el insumo principal para los países de ALyC con información disponible, ordenados según el porcentaje de capacidad fósil respecto al total.

Fuente: Elaboración propia con base en Global Energy Observatory (2021).

Un reciente reporte (González-Mahecha et al., 2019) encuentra que la vida útil remanente de las plantas de energía existentes en América Latina y el Caribe representa emisiones comprometidas⁹ de aproximadamente 6,9 gigatoneladas de CO₂ (GtCO₂). Además, si se completan y operan todas las plantas de energía planificadas, autorizadas y en construcción, estas añadirán otras 6,7 GtCO₂. Este nivel de emisiones comprometidas supera las estimaciones promedio, realizadas por el Grupo Intergubernamental de Expertos para el Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés), de

emisiones acumulativas consistentes con el presupuesto de carbono restante en el sector de generación de energía en la región para el cumplimiento de los objetivos climáticos. El estudio concluye que, para alinearse con los presupuestos promedio de carbono del IPCC, entre el 10 % y el 16 % de las plantas de generación eléctrica de base fósil existentes en la región tendrían que dejar de operar.

⁹ El concepto de emisiones comprometidas de CO₂ fue introducido por Davis y Socolow (2014, citado por González-Mahecha et al., 2019) para evaluar el impacto de la infraestructura existente de larga duración. Se trata de emisiones que resultarían de la operación de las plantas que ya existen y funcionan con combustibles fósiles y otros equipamientos intensivos en carbono durante una vida útil y con niveles de uso típicos.

Orden de mérito y curva de carga

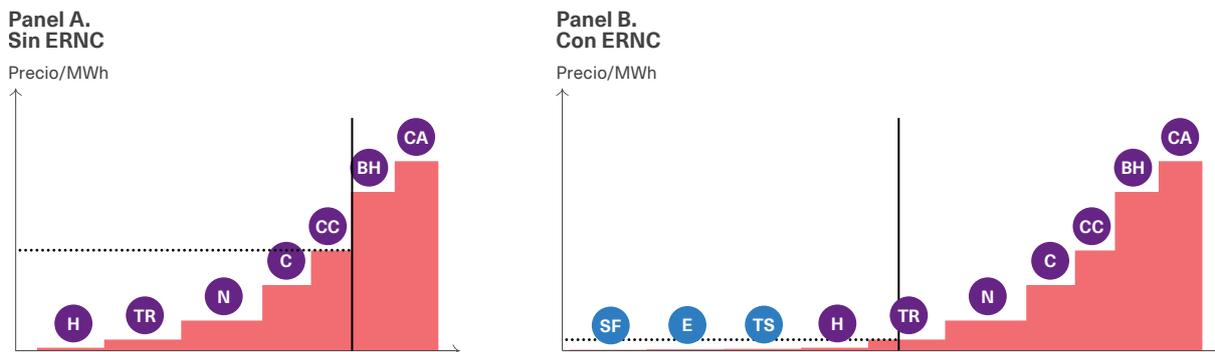
En 2022, los sistemas de América Latina y el Caribe abastecieron electricidad a razón de 4,8 EJ (o 1,3 millones de GWh) por año, de un total de 23,6 EJ de energía consumida. Ese consumo muestra una gran variabilidad en el tiempo, presentando típicamente ciclos diarios, semanales y estacionales. La variabilidad en la demanda tiene componentes predecibles (los ciclos estacionales, semanales y diarios, y la relación entre la demanda y la temperatura ambiente, entre otros) e impredecibles.

Para atender ese consumo, los sistemas cuentan con tecnologías de variada naturaleza (descriptas en el recuadro 4.1 y cuantificadas en el gráfico 4.1), con diferentes atributos en cuanto a la flexibilidad del despacho, los costos variables (incluyendo la flexibilidad de arranque y los cambios de nivel y parada) y los costos fijos según los niveles de producción. En función de la combinación de generadores disponibles y el nivel de consumo que debe atenderse en

cada momento, el organismo operador del sistema determina un orden de mérito de las tecnologías, que establece la secuencia de generadores que deben incorporarse para entregar energía. Según Guerra et al. (2022), dejando de lado por ahora las ERNC, el orden de mérito ubica en primer lugar la hidroeléctrica de base¹⁰, seguida por la nuclear, la térmica renovable, la cogeneración, el carbón, el gas natural de ciclo combinado, la hidroeléctrica de bombeo, el gas natural de ciclo combinado flexible y el de ciclo abierto. Así, la curva de oferta horaria en cada sistema depende de la disponibilidad de recursos y la combinación de tecnologías incorporadas (ver el panel A del gráfico 4.2).

● ●
Existen tecnologías variadas para generar electricidad, con diferentes atributos en cuanto a la facilidad del despacho, los costos y las emisiones

Gráfico 4.2
Orden de mérito esquemático



Nota: El gráfico muestra la curva de oferta horaria y las fuentes tecnológicas de generación de energía, en orden de mérito. En el panel A se excluyen las energías renovables no convencionales (ERNC), es decir, la fotovoltaica, eólica y térmica solar, y en panel B se las incluye. SF: fotovoltaica; E: eólica; TS: térmica solar; H: hídrica; TR: térmica renovable; N: nuclear; C: carbón; CC: GN de ciclo combinado; BH: bombeo hídrico; y CA: GN de ciclo abierto.

Fuente: Reproducido con base en Guerra et al. (2022).

10 La generación de base corresponde a grandes plantas que pueden aportar bloques de energía en forma continua y a bajo costo de operación. Esto asegura que operen continuamente en un mecanismo de despacho.

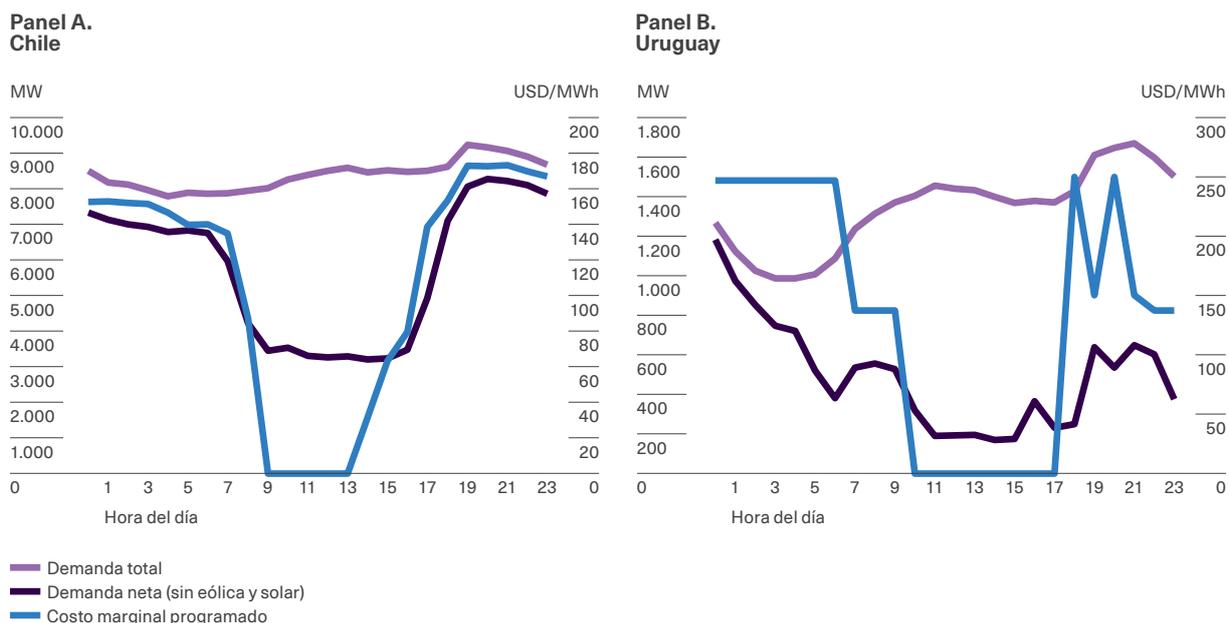
Las ERNC, como la generación solar fotovoltaica y la eólica, se caracterizan por tener una oferta perfectamente inelástica en un nivel que se encuentra determinado de forma exógena y aleatoria por la disponibilidad del recurso y las condiciones climáticas. Es decir, en cada momento, una generadora solar o eólica entregará todo lo producido a cualquier precio, pues opera con costos variables cercanos a cero. Además, la cantidad producida tiene una elevada variabilidad temporal, con componentes predecibles e impredecibles. La energía solar, por ejemplo, tiene un componente de variabilidad que puede anticiparse con precisión, asociado a la irradiación solar y la temperatura promedio que se espera en cada lugar, hora del día y estación, y componentes más inciertos, como las concentraciones de partículas en suspensión y la cobertura nubosa que reducen la radiación que reciben, entre otros. Así, cuando se incorporan cantidades significativas

de ERNC, la curva de oferta de electricidad del sistema se desplaza hacia la derecha (ver el panel B del gráfico 4.3) y resulta típicamente en una reducción de los precios o costos *spot*. Ante incorporaciones crecientes, pueden ocurrir períodos en los que la totalidad de la demanda es cubierta con ERNC, lo que se traduce en costos o precios *spot* cercanos a cero en el mercado mayorista.

A modo de ejemplo, el gráfico 4.3 representa la demanda por hora en un día típico en Chile y Uruguay (línea violeta). Dadas las particularidades de cada país, la curva de demanda diaria tiene un máximo y un mínimo, no necesariamente a la misma hora (en Chile, el máximo es a las 19:00 horas y en Uruguay, a las 21:00 horas). En los ejemplos mostrados, la curva de demanda de Chile muestra un comportamiento más estable a lo largo del día, mientras que en el caso uruguayo los ciclos intradiarios son más pronunciados.

Gráfico 4.3

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



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

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

Por otro lado, durante el transcurso del año, la demanda muestra variaciones estacionales específicas para cada país. El gráfico 4.4 muestra el comportamiento de la demanda durante el semestre abril-septiembre de 2023 en Uruguay. En él se observan las distribuciones de la demanda horaria según el mes, indicando, con el ancho de la distribución, las demandas con mayor frecuencia, en general posicionadas hacia el centro. Las colas de la distribución reflejan los valores de demanda eléctrica máxima y mínima para cada mes. Además, se ilustra con un punto blanco el consumo horario promedio. Se puede ver que los meses de mayor consumo promedio son los del invierno austral, cuando se produce también el pico de consumo anual del sistema.

Los gráficos 4.3 y 4.4 revelan parte de los desafíos de operación que enfrenta el sector eléctrico. Este debe tener capacidad suficiente para abastecer electricidad en el pico anual de consumo, guardando un

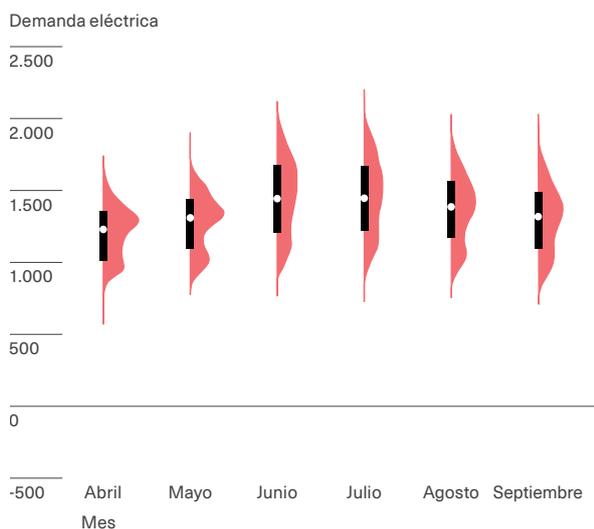
margen extra de capacidad de respaldo para asegurar el suministro, lo que implica que el sistema debe mantener y costear capacidad ociosa en los momentos de menor consumo. Además, tiene que administrar la oferta para responder a la demanda neta de manera instantánea, puesto que cada unidad de electricidad consumida por un equipamiento conectado a la red y encendido, como una lavadora, debe ser generada e inyectada en forma inmediata para mantener la tensión de la red.

● ●
El sector eléctrico debe tener la capacidad suficiente para abastecer electricidad en el pico anual de consumo y administrar la oferta para responder a la demanda neta de manera instantánea

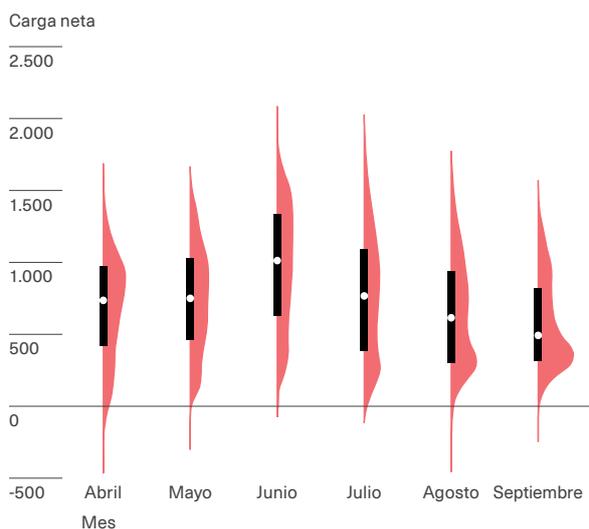
Gráfico 4.4

Distribución de la demanda eléctrica por mes (demanda y carga neta) en Uruguay en el semestre abril-septiembre de 2023

Panel A.
 Distribución de demanda eléctrica por mes



Panel B.
 Distribución de carga neta por mes



Nota: El ancho de la distribución indica los valores con mayor frecuencia. Las colas de la distribución presentan los máximos y mínimos para cada mes. Además, se ilustra con un punto blanco el consumo horario promedio.

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

La incorporación de energías renovables no convencionales incrementa los desafíos de operación puesto que no son despachables. La única decisión que puede tomar un operador al respecto es si aprovechar o no el suministro que genera en cada momento, sea cual fuere. Por ello, ante la incorporación de cantidades relevantes de estas fuentes, el operador del mercado debe atender ahora lo que se conoce como curva de carga neta, es decir, la demanda de electricidad neta que suministran las fuentes no despachables en cada momento. El resultado es un cambio significativo en esa curva.

En el ejemplo de Chile y Uruguay, presentado en el gráfico 4.3, se pueden ver los principales cambios. Por un lado, en los sistemas con alto componente

de generación solar, como el de Chile, se puede ver la conformación de la curva de pato (panel A, línea negra), lo que refiere al distintivo patrón de una menor carga neta en los horarios diurnos debido a la parte de la demanda que es atendida por generación solar. Por otro lado, cuando el sistema incorpora una alta proporción de energía eólica, como en el caso de Uruguay, la curva de carga neta es una traslación vertical de la curva de carga, de mayor o menor magnitud, según las condiciones del viento, puesto que no suele presentar un ciclo estrecho según las horas del día (panel B, línea negra). Finalmente, en ambos casos se observan períodos significativos en los que el costo marginal del sistema es cero, que ocurren cuando la carga neta es menor.

Generación flexible y servicios auxiliares¹¹

Para que la gestión de los sistemas eléctricos sea confiable, segura y mantenga un servicio de calidad, se debe prever una generación con continuidad. Esto significa atender una demanda que puede variar en cada momento, teniendo en cuenta las pérdidas de transmisión y distribución, mientras que la oferta puede presentar distintos niveles de indisponibilidad tanto programada como no programada. Los servicios que garantizan esta gestión se denominan servicios eléctricos auxiliares y comprenden la regulación de la frecuencia y la reserva inmediata de corto y de mediano plazo. Estos servicios pueden ser provistos por los distintos participantes del mercado. Por ejemplo, las centrales hidroeléctricas con capacidad de almacenamiento y la generación térmica a gas natural de ciclo abierto pueden aumentar o disminuir su producción bastante rápido, pero no las turbinas a vapor (con carbón, nuclear o combustibles). Existen grandes usuarios que pueden prestar estos servicios, según su disposición a interrumpir su consumo de manera ágil cuando lo requiera el sistema eléctrico. Las interconexiones entre países o sistemas vecinos pueden cubrir aumentos de demanda en la medida que exista capacidad de generación flexible en ellos. Para mediano plazo, se deben planificar reservas que den confiabilidad al

sistema y, más específicamente, que atiendan los picos de demanda, generalmente en plazos anuales¹².

● ●
Para que la gestión de los sistemas eléctricos sea confiable, segura y mantenga un servicio de calidad, se debe prever una generación con continuidad

A partir de la evidencia en otras regiones y de los avances en la literatura internacional, los países han estado trabajando en adaptar el sistema eléctrico para permitir una alta participación de las fuentes renovables no convencionales. La intermitencia de estas fuentes requiere contar con mecanismos que doten de flexibilidad a los sistemas, sobre todo para acompañar las fluctuaciones de la demanda y brindar una reserva de último minuto. Esta reserva tendrá una mayor relevancia en presencia de una alta participación de ERNC, por lo que se precisa un sistema de compensación que ofrezca los incentivos suficientes (Mercadal, 2023).

11 Este apartado ha sido elaborado con base en Joskow (2019); Wolak (2022); Borenstein y Kellogg (2021); Hafner y Luciani (2022); Fabra (2021).

12 Los requerimientos de capacidad del sistema corresponden a un cálculo de la capacidad necesaria para satisfacer la demanda en todo momento (con baja probabilidad de apagón). Wolak (2022) advierte de que este cálculo cambia sustancialmente en presencia de ERNC. En el ejemplo de Uruguay, luego de la incorporación de una alta proporción de fuentes eólicas, la capacidad del sistema disminuye solo levemente.



Para permitir una alta participación de las ERNC, los países deben contar con mecanismos que doten de flexibilidad a los sistemas

Por un lado, la generación despachable debe ajustarse al componente predecible de la variabilidad, que ahora no solo está asociada al consumo, sino también a la de la generación no despachable; es decir, que debe atender la demanda neta (línea negra del gráfico 4.3). Cuando la fuente no despachable es solar, la generación despachable debe adaptarse para grandes caídas de potencia (en megavatios [MW]) durante la mañana y grandes aumentos durante la tarde, como se observa en el caso de Chile (gráfico 4.3); en cambio, cuando la fuente no despachable es eólica, la generación despachable debe adaptarse a la frecuencia e intensidad del viento, como se observa en el caso de Uruguay (Bothwell y Hobbs, 2017; Muñoz y Mills, 2015).

En el gráfico 4.3 puede verse que la necesidad de generación despachable vespertina aumenta en casi 4.800 MW entre las 16:00 hrs. (generación neta de 3.475 MW) y las 20:00 hrs. (generación neta de 8.274 MW). El valor representativo (*proxy*) del precio *spot* horario publicado para el sistema eléctrico chileno es el costo marginal despachado, que aumenta de 79,6 dólares por megavatio a la hora (USD/MWh) a 172,9 USD/MWh (de hecho, es 0 de 9:00 a 13:00 hrs). En cambio, la variabilidad horaria de la curva de carga neta en Uruguay es menor, de 351 MW a 525 MW entre las 16:00 y las 20:00 hrs en el día ilustrado, con precio *spot sancionado* que aumenta de 0 USD/MWh a 250 USD/MWh (de hecho, es 0 de 10:00 a 17:00 hrs).

Por otro lado, la generación despachable debe ajustarse al componente impredecible de la variabilidad del consumo y la generación no despachable. En consecuencia, los requerimientos de servicios auxiliares del sistema eléctrico aumentan debido a las nuevas fuentes de aleatoriedad. El sistema, entonces, necesita capacidad de generación con bajos costos

de capital y de arranque y para responder rápidamente a requerimientos de despacho (Joskow, 2019)¹³. En los sistemas que dependen fuertemente de energías intermitentes, el almacenamiento tanto a nivel del sistema como del usuario cumple un rol muy importante¹⁴. Concretamente, permite abastecerse de energía durante horas a precios bajos (horas del día u horas con mucho viento), almacenarla y venderla a precios más altos en horarios cuando comienza el crecimiento en la generación neta (al ponerse el sol o bajar la intensidad del viento).

El ejemplo del gráfico 4.3 ilustra el rol que pueden tener las baterías para suavizar los precios entre las subidas y las bajadas de la demanda neta, durante la ventana temporal de 24 horas. Si bien las señales de precios que se necesitan para tomar decisiones de inversión en esta tecnología son de largo plazo, los precios de corto plazo pueden dar un indicio de los beneficios del arbitraje horario. Las diferencias de precio que se observan en los ejemplos seleccionados en el gráfico 4.3 llegan a 180 USD/MWh en Chile y a 250 USD/MWh en Uruguay. Por otro lado, la batería también provee los servicios auxiliares de mediano plazo (capacidad para periodos de punta de forma confiable) y corto plazo (regulación de la frecuencia y otros) mencionados anteriormente. Además, permite diferir inversiones en transporte y distribución y proveer respaldo de emergencia, entre otros (Joskow, 2019). El ingreso de baterías en el sistema dependerá del beneficio neto que su participación aporte al sector para dotar a dicho sistema de flexibilidad respecto a las alternativas existentes, por ejemplo, la generación flexible con base en gas natural. Los modelos existentes para la elaboración de escenarios de transición energética en el sector eléctrico prevén la incorporación de baterías en prácticamente todos los países de la región (MRC Consultants y PSR, próxima publicación).

En un mercado descarbonizado, la variabilidad adicional que introduce la generación renovable no convencional puede ser resuelta incorporando capacidad de reserva suficiente y teniendo una matriz diversificada en lo que respecta a tecnologías de generación disponibles (solar fotovoltaica, solar térmica, eólica, hidráulica),

13 En Chile, el mercado de servicios auxiliares comenzó a operar en enero de 2020. En él, los generadores pueden ofrecer servicios de reserva primaria, secundaria y terciaria, así como de control de frecuencia (subastas competitivas discriminatorias), de forma complementaria a los mercados de energía y capacidad (ver Muñoz et al., 2021, p. 3). En otros países, como Argentina o Brasil, estos servicios forman parte del funcionamiento del despacho.

14 Ver el subapartado "Baterías y otros medios de almacenamiento", dentro de "Tecnologías de generación eléctrica", en el apéndice del capítulo (disponible en línea).

tecnologías de almacenamiento (hidráulico, térmico, baterías) y dispersión geográfica. Sin embargo, es posible que durante la transición y en el largo plazo algunos sistemas requieran mantener capacidad de generación despachable y flexible basada en combustibles (como centrales de gas natural de ciclo abierto y generadores de combustión interna) para asegurar el suministro y dotar de flexibilidad al sistema, por ejemplo, en regiones con pocos recursos hidráulicos¹⁵.



La variabilidad de las ERNC puede resolverse integrando capacidad de reserva suficiente y con una matriz de generación diversificada

Otra forma de atender la variabilidad es reducir las necesidades de carga en períodos de punta con acciones por parte los usuarios, lo que se conoce como respuesta de la demanda. En la actualidad, los sistemas cuentan con grandes usuarios que,

por tener la posibilidad de interrumpir su consumo, venden al sistema capacidad de respuesta y la ponen a disposición del operador. En el futuro se requerirá profundizar los mecanismos de respuesta de la demanda a través de una tarificación de alta frecuencia, que mande señales adecuadas sobre la escasez de electricidad en ese momento, a las que los consumidores puedan responder, para incentivar cambios en los patrones de consumo. La respuesta de la demanda también puede reforzarse con la automatización de los equipamientos (por ejemplo, la lavadora empieza a funcionar cuando los precios son bajos, el calentador de agua se apaga si los precios son muy altos, etc.), para permitir esos cambios y capitalizar esos incentivos¹⁶. Estos avances son parte de los desarrollos del sector para la creación de la red eléctrica inteligente¹⁷.

Otras fuentes de oferta granular flexible, como los vehículos eléctricos y las conexiones de red a los vehículos y de los vehículos a la red (G2V y V2G, por sus siglas en inglés), pueden tener mayor espacio en la prestación de estos servicios.

Adaptaciones del sector eléctrico para la transición

Incentivos para la incorporación de capacidad

La integración de las ERNC tiene consecuencias en el retorno de las restantes fuentes de generación. Debido a que operan con costos marginales iguales a cero, siempre entregarán al mercado todo lo producido (limitado por la demanda y las condiciones de la infraestructura de la red). En el esquema de mercado de generación descrito, la integración de fuentes de generación intermitentes resulta en

precios y costos mayoristas en el mercado *spot* menores cuando estas se encuentran produciendo. A la vez, los centros de generación de mayores costos son desplazados en la curva de oferta. Esto resulta en una reducción de la tasa de uso de los bienes de capital de los centros de generación desplazados, afectando su rentabilidad.

15 A medida que se incorpora capacidad solar y eólica, estas fuentes no necesariamente desplazan la generación más contaminante. Por ejemplo, algunas centrales de carbón tienen altos costos y tiempos de arranque prolongados, por lo que son adecuadas para brindar generación de base y mantenerse encendidas de manera continua. Por lo tanto, la incorporación de generación solar que está disponible solo en horas diurnas puede desplazar primero las centrales de gas natural de ciclo abierto, que son menos contaminantes que las centrales a carbón.

16 El nivel de respuesta de la demanda ha sido cuestionado, pero también hay evidencia de experimentos que sugieren que los consumidores responden a variaciones de precios (Allcott, 2011a; Andersen et al., 2017; Ito, 2014; Wolak, 2011).

17 Este tema es analizado con detalle en Cont et al. (2021).

Recuadro 4.2

El rol de la política industrial en la adopción tecnológica

La adopción tecnológica tiene una curva de aprendizaje con costos decrecientes. La presencia de grandes jugadores acelera esa curva.

La Ley de reducción de la inflación de 2022 (IRA, por sus siglas en inglés) representa una de las acciones más importantes emprendidas por Estados Unidos en los últimos años para acelerar la transición hacia una matriz energética limpia, impulsando el despliegue significativo de nuevos recursos de electricidad limpia para lograr la descarbonización en ese país (Bistline, Mehrotra, et al., 2023; EPA, 2023c; Larsen et al., 2022; The White House, 2023). La ley engloba diferentes disposiciones relacionadas con la electricidad, como créditos fiscales a la inversión (30 % del costo del equipo instalado) y a la producción (27,5 USD/MWh durante 10 años) para recursos eléctricos limpios y créditos fiscales para el almacenamiento de energía y la captura de carbono, así como para mantener las centrales nucleares existentes. Algunas disposiciones suponen ampliaciones a largo plazo de créditos fiscales anteriores al IRA (por ejemplo, para la energía eólica y solar); otras suponen aumentos en los niveles de créditos fiscales (por ejemplo, créditos para la captura de carbono, bonificaciones para créditos de producción e inversión), y otras son nuevas (como el apoyo a la energía nuclear existente). De esta forma, la IRA incluye un amplio rango de programas que, entre otras cosas, incentivan la energía limpia y la gestión del carbono, fomentan la electrificación y las medidas de eficiencia, reducen las emisiones de metano, promueven las cadenas de suministro nacionales y abordan los problemas de justicia medioambiental (Bistline, Blanford, et al., 2023).

Los trabajos que evalúan el impacto de la ley en la energía y las emisiones de GEI proveen evidencia de que la IRA es una ley fundamental para la descarbonización en Estados Unidos. Esos estudios encuentran que la ley posibilita reducciones de las emisiones para 2030 del 32 % al 42 % por debajo de los niveles de 2005, lo que supone entre 6 y 11 puntos porcentuales menos que sin la IRA (Bistline, Blanford, et al., 2023; Larsen et al., 2022). A su vez, Bistline, Blanford et al. (2023) proyectan reducciones en las emisiones a partir de la IRA que aumentan en el tiempo, llevando a caídas del 43 % al 48 % hasta 2035.

En cuanto al sector de la electricidad, este tendrá una participación del 38 % al 80 % en las reducciones de emisiones en 2030 gracias a la IRA. Los modelos muestran que la ley llevará a incrementos en el despliegue solar y eólico, con una sustancial variación en las magnitudes. En todos los modelos, las tasas de crecimiento desde 2021 hasta 2035 oscilan entre 10 GW/año y 99 GW/año para la energía solar y eólica con la IRA (58 GW/año en promedio), lo que supone más del doble de la media de 27 GW/año sin la ley y una cantidad superior al récord de 33 GW instalados en 2021. Por otra parte, se proyecta que la ley reduzca las emisiones del transporte acelerando la electrificación. En todos los modelos, los vehículos eléctricos representarán entre el 32 % y el 52 % de las ventas de vehículos ligeros nuevos en 2030 con la IRA (41 % de media), frente al 22 % y el 43 % (31 % de media) del escenario de referencia (Bistline, Blanford, et al., 2023).

En la medida que se produzcan adiciones y reemplazos de capacidad, los costos marginales de generación irán disminuyendo, lo que significará una dificultad para obtener cuasi rentas como señal

para el ingreso de nueva capacidad (en los sistemas descentralizados) y la necesidad de poner en consideración mecanismos alternativos¹⁸. En ocasiones se incorporan mecanismos de remuneración de

18 Un mercado de energía podría funcionar si los precios reflejaran condiciones de escasez en todo momento. Esto no suele suceder, en particular, cuando toda la capacidad está comprometida, dado que usualmente los reguladores imponen un máximo al precio que suele ser inferior al valor de atender una demanda. Joskow (2006, 2008) considera que esta restricción genera un problema de dinero perdido que desincentiva la inversión en capacidad.

capacidad (como en Argentina, aunque ha estado sujeto a intervenciones), pero que no necesariamente corrigen el problema (Newbery, 2016).

El mecanismo que más se ha utilizado para promover la incorporación de ERNC en la región ha sido la subasta para el abastecimiento, que, por ejemplo, ya era extensiva para todas las tecnologías en Brasil desde inicios del siglo XXI. La experiencia acumulada en estas subastas sugiere que esas tecnologías pueden participar e ingresar de manera competitiva con otras, sin necesidad de subsidios complementarios, incluso si están justificados por sus externalidades positivas en términos de acelerar la reducción de costos por la escala y la menor contaminación local. En la práctica, los subsidios y otras políticas para promover tecnologías limpias son frecuentes (como ilustra el recuadro 4.2 sobre la reciente política industrial de Estados Unidos).



El mecanismo más utilizado para promover la incorporación de ERNC en la región ha sido la subasta

A escala mundial, aún no existe un consenso sobre las mejores prácticas en aspectos específicos de las subastas. Uno de ellos es la exposición de los proyectos al riesgo de los precios, ya que contratos con un precio fijo reducen la exposición del proyecto

al mercado *spot* con relación a otro basado en la venta a dicho mercado (Fabra, 2021). En la región, la discusión parece estar resuelta al haberse inclinado por variantes del primer mecanismo. En cambio, no ha habido una práctica generalizada entre contratos de energía (que asignan al vendedor el riesgo de la energía generada), contratos de potencia o capacidad (que también son contratos de venta de energía, pero asignan al comprador el riesgo de la energía recibida) o mecanismos de subastas neutrales o de tecnología específica (ver el cuadro 4.1)¹⁹.

Un desarrollo más reciente (promovido por Chile) ha sido la incorporación de flexibilidad en las ventanas de abastecimiento. Por ejemplo, para adaptarse a la variabilidad de la generación con tecnología solar, se diseñaron subastas por bloques horarios, idea que se puede extender a subastas estacionales para el caso de las fuentes eólicas cuando hay patrones de estacionalidad de los vientos en un área específica. Por último, en la medida que avance la penetración de las fuentes renovables no convencionales, es posible que las subastas deban evolucionar hacia mecanismos que incorporen la capacidad o energía de la planta, una fuente de respaldo y los requerimientos de la red. En el fondo, el generador debe satisfacer los requerimientos de la demanda con las múltiples tipologías de generación disponible, y las distintas dimensiones determinan la necesidad o no de instrumentos complementarios para el logro de ese objetivo.

Cambios en la estructura del sector e implicancias para las tarifas

Las perspectivas del sector eléctrico en generación e infraestructura permiten inferir cambios en los niveles y estructuras de los costos de provisión del servicio eléctrico. En el segmento de generación, el cambio más significativo es una disminución del costo marginal, producto de la creciente participación esperada de las ERNC en los próximos años. Sin embargo, la forma en que se remunera la generación

de ERNC (a través de contratos) determina que el componente de la energía y los servicios asociados estén más vinculados con el costo medio de generación de las ERNC que con el costo marginal (lo cual es extensible al costo total de generación en países que requieren respaldar la demanda previsible a través de contratos).

¹⁹ Al respecto, Fabra y Montero (2023) discuten que la elección de estos mecanismos (neutrales versus específicos) presenta un típico compromiso (trade off) entre eficiencia (mínimo costo de provisión, innovación, seguridad de oferta, etc.) y extracción de rentas (menores rentas extraordinarias para tecnologías más eficientes), muy común en la literatura sobre regulación por incentivos (Laffont y Tirole, 1993).

Recuadro 4.3

Buenas prácticas tarifarias y evolución en la región

El marco tradicional para la definición de las tarifas de los servicios públicos usualmente considera que estas deben perseguir diferentes objetivos, que, por un lado, no están necesariamente alineados y, por otro, dependen de los contextos y necesidades de cada país. Navajas (2023) discute el estado de estos objetivos y los principios básicos que deberían regir la fijación de estructuras tarifarias: 1) mejorar la recuperación de costos (de manera que reflejen condiciones de escasez y requerimientos ambientales); 2) migrar de cargos por volumen y precios según bloques de nivel de consumo a esquemas con más importancia de los cargos fijos y por capacidad; 3) promover la micromedición y ofrecer un menú de opciones (entre gastos estables y precios en tiempo real) en la medida que sea tecnológicamente factible; 4) atender la asequibilidad a través de esquemas tarifarios y transferencias, y avanzar hacia la suma global en los esquemas de tarifas sociales como reforma de los cargos fijos (diferenciados) para los hogares de bajos ingresos^a; y 5) revisar las estructuras impositivas tanto a nivel sectorial como entre niveles de gobierno, que en ocasiones son onerosas y pueden servir para aliviar la carga sobre los usuarios de ingresos medios y bajos.

Diversos estudios documentan los cuadros tarifarios utilizados en distintos países y evidencian una falta de consenso amplio sobre la preferencia de mecanismos tarifarios para afrontar la transición energética (ACER, 2021; Faruqui y Tang, 2021).

Las distintas prácticas pasan por el uso de tarifas desconectadas de la variabilidad horaria, la medición en tiempo real^b y mecanismos intermedios, como los esquemas de precios diferenciados por bloques horarios (conocidos como *time-of-use* [TOU]). De hecho, entre las buenas prácticas identificadas por Faruqui y Tang (2021), se destacan los esquemas TOU, la agrupación de clientes según la capacidad o carga y el tiempo de uso, y el tratamiento diferencial de los prosumidores (ver el subapartado siguiente).

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

a. El reporte IDEAL 2021 analiza esta dimensión en el marco de la digitalización del sector eléctrico (ver Cont et al., 2021).

b. Fabra et al. (2021) sugieren la necesidad de informar a los consumidores, como medida complementaria a la medición en tiempo real, para lograr reacciones a cambios en los precios.

Por otro lado, en los últimos años se ha producido una descentralización en algunos procesos de la cadena productiva de los servicios eléctricos a nivel de usuarios finales, a través de la innovación en generación y almacenamiento distribuido. Esto ha limitado la posibilidad de realizar subsidios cruzados entre usuarios o distintos segmentos de consumo (cuando estos no están prohibidos por la regulación) y, por ende, la recuperación de costos fijos del componente de infraestructura (transmisión y distribución) con cargos variables de la energía.

En este contexto, un desafío para la región será cómo remunerar los costos de infraestructura, lo cual actualmente se hace a través de los componentes fijo y variable de la tarifa, cuando los cargos fijos se vuelven el componente predominante de los costos del sistema. Otro reto será cómo migrar a sistemas basados en cargos fijos desde sistemas basados en tarifas volumétricas, con cargos variables crecientes por intervalos de consumo —que pueden ser diferenciados (casos de Argentina, Bolivia, El Salvador, Perú y Uruguay) o no (Costa Rica, México y Paraguay)— o

que no cobran cargos fijos (Colombia)²⁰. En el otro extremo, esquemas basados en cargos fijos uniformes (como en el caso de Chile) podrían generar problemas de asequibilidad, sobre todo para hogares de bajos recursos. La experiencia internacional y regional no ha convergido aún a una práctica consensuada para encarar este desafío (ver recuadro 4.3).

Las tarifas deben atender el desafío de remunerar los costos de la infraestructura

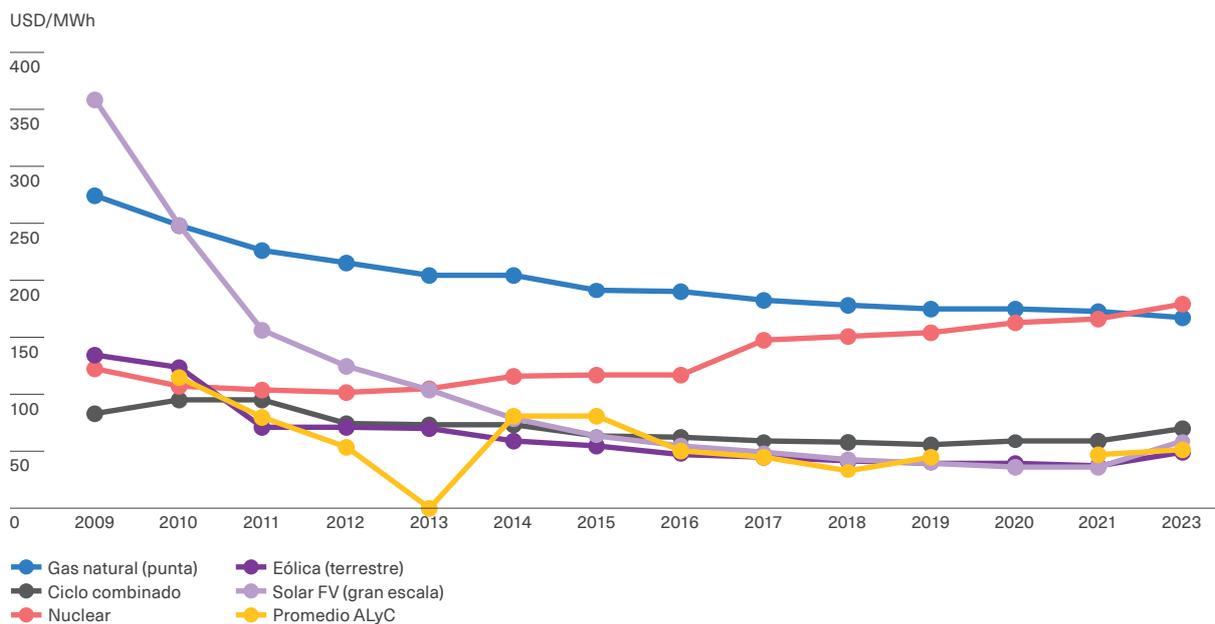
Instrumentos para la incorporación de ERNC

En los últimos 15 años, las tecnologías renovables no convencionales han reducido sus costos nivelados (sobre todo la eólica), tornándose competitivas frente

a tecnologías de generación tradicionales, en particular las basadas en fuentes fósiles (gráfico 4.5).

Gráfico 4.5

Costo nivelado de la energía eléctrica por fuente de generación y precio promedio en subastas



Nota: El gráfico reporta la evolución del costo nivelado por fuente de generación eléctrica a nivel global en USD/MWh, para el período 2009-2023. El costo nivelado es un costo promedio (que incluye componentes fijos y variables) de generar una unidad de electricidad. La categoría "gas natural (punta)" corresponde a generadoras a gas natural que operan usualmente en períodos de alta demanda (períodos de punta). El promedio en ALyC se refiere al precio en subastas y ha sido calculado con los datos por países presentados en el cuadro A.4.1 del apéndice (disponible en línea).

Fuente: Elaboración propia con base en Lazard (2023).

20 Ver Navajas (2023).



En los últimos 15 años las ERNC se tornaron competitivas frente a las tecnologías de generación de fuentes fósiles

La forma en que las fuentes no convencionales han ingresado en los países de América Latina y el Caribe ha sido variada, pero siempre se ha hecho bajo la modalidad de licitaciones acompañadas de contratos de largo plazo. Hace más de 10 años, cuando las tecnologías no eran competitivas (dejando de lado la necesidad de transmisión), estos contratos garantizaban un precio por encima del de mercado, pero la situación ha ido cambiando con la evolución de los costos (medios) de las ERNC con relación a los de generación

térmica, tanto para configuraciones de generación en punta como de ciclo combinado (gráfico 4.5).

Sin embargo, los mecanismos usados han diferido por país (cuadro 4.1). Una primera dimensión que marca esas diferencias tiene que ver con el producto subastado, que puede ser bien la potencia o capacidad, bien la energía generada²¹. Una segunda característica es la inclusión de múltiples tecnologías en las subastas: por un lado, Chile, Guatemala y México han implementado un mecanismo en el que todas las tecnologías compiten entre ellas, sin importar si son renovables o no. En otros casos, hay especificidad de tecnologías (Argentina, Brasil, Perú y Uruguay). Por último, dentro de las subastas entre fuentes renovables, existen casos que discriminan entre eólica, solar, biomasa, etc. (como Argentina o Brasil) y casos en los que no se hace distinción (Colombia).

Cuadro 4.1

Características de las subastas por país

País	Producto subastado (a)	Tecnología (b)	Discriminación por fuente renovable (c)
Argentina	Potencia instalada	Renovable	Sí
Brasil	Potencia instalada	Renovable	Sí
Chile	Energía	Sin restricciones	No
Colombia	Energía media anual	Renovable	No
Costa Rica	Energía	Renovable	Sí
El Salvador	Capacidad	Renovable	Sí
Guatemala	Potencia	Sin restricciones	No
Jamaica	Energía	Renovable (la de 2024 será sin restricciones)	Sí
México	Potencia, energía y certificados de energía limpia	Limpia	No
Panamá	Energía, potencia	Renovable y térmica	Sí
Perú	Energía	Renovable	Si
Uruguay	Potencia instalada	Renovable	Si

Nota: El cuadro presenta las características de las subastas de energía en los países de América Latina y el Caribe con información disponible. La columna (a) muestra qué tipo de producto se subasta, si se trata de una subasta de potencia, energía o ambas. La columna (b) detalla el tipo de tecnología a subastar, principalmente si el proceso de subasta del país incluye a las fuentes renovables y, a su vez, si estas se diferencian de las demás fuentes de energía (columna c).

Fuente: Elaboración propia con base en Rodríguez Pardina et al. (2022) y fuentes citadas en el cuadro A.4.2 del apéndice disponible en línea.

21 En ambos casos se entrega energía. Cuando el producto subastado es potencia, se entrega toda la energía que esa capacidad puede generar; cuando es energía, el generador debe recurrir a otras fuentes si, con su capacidad, no puede entregar la energía comprometida. La diferencia entre ambas radica en quién asume el riesgo de la variabilidad en la energía entregada: el comprador (subasta de potencia) o el generador (subasta de energía). En el caso de México se otorgan certificados de generación limpia para cumplir los compromisos de descarbonización.

El gráfico 4.5 muestra la evolución temporal de los precios obtenidos en subasta para la incorporación de las fuentes eólica y solar entre 2009 y 2023 (línea amarilla) en América Latina y el Caribe²², que está en línea con las tendencias mundiales. Brasil ha sido el país más constante en cuanto a subastas realizadas, mientras que en Argentina, Colombia o México solo hubo intentos, sin continuidad de largo plazo. Uruguay concentró sus subastas entre 2010 y 2012, con un impacto importante en el sistema durante los años posteriores (ver el cuadro A.4.2 del apéndice disponible en línea).

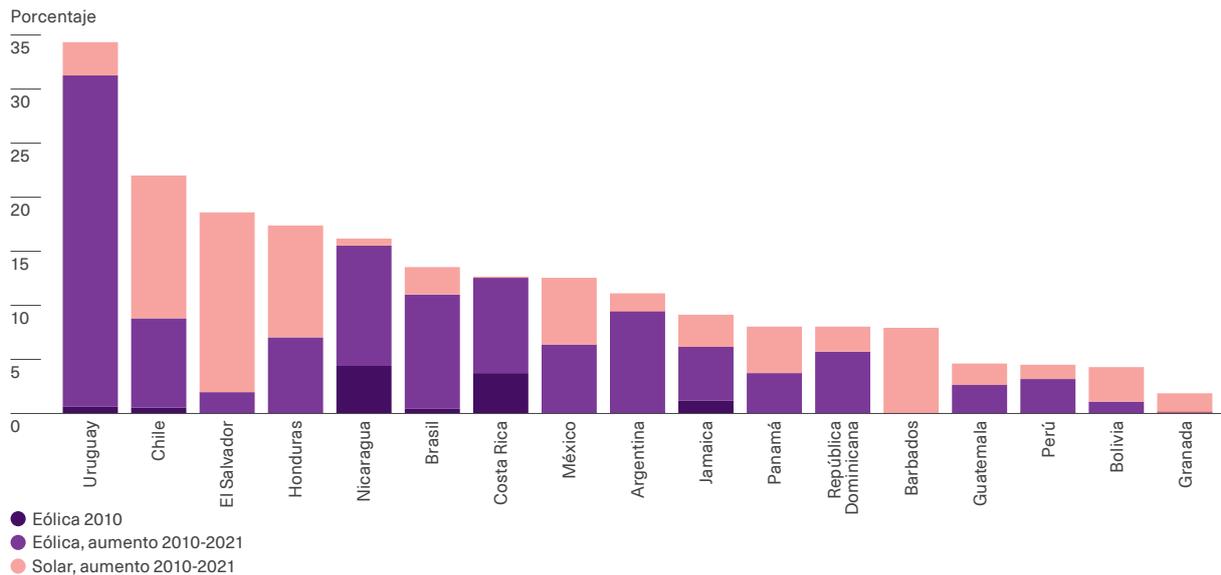
Las experiencias de la región ubican a los países con distintos niveles de penetración de las fuentes eólica y solar (gráfico 4.6). Entre ellos, destacan Uruguay (34,3 % en 2021), Chile (22 %), El Salvador (18,6 %), Brasil (13,6 %) y Argentina (11 %). Nicaragua y Costa Rica ya tenían una cobertura cercana al 4 % en 2010. En varios no han comenzado o son muy incipientes

(Belice, Colombia, Ecuador, etc.). Por otro lado, Uruguay concentró sus esfuerzos en las fuentes eólicas, mientras que Chile o El Salvador lo hicieron en la solar. Como se discute en el apartado “Orden de mérito y curva de carga”, esta composición tiene implicancias sobre la curva de demanda neta (curva aleatoria en el primer caso y curvas de pato en los otros casos).

Si bien las condiciones económicas parecen indicar que las principales fuentes de ERNC (eólica y solar) pueden ingresar en los sistemas eléctricos a costos nivelados competitivos, el gráfico 4.6 muestra que la evidencia ha sido variada y, salvo casos excepcionales, queda mucho camino por recorrer para llegar a objetivos de penetración de renovables. Esta afirmación es válida no solo para la demanda presente, sino también para la esperada en 2050 y puede deberse, en parte, a las condiciones regulatorias y de diseño del mercado o a los factores no económicos que se indicaron en los apartados anteriores.

Gráfico 4.6

Participación de la energía solar y eólica en la generación en 2010 y 2021



Nota: El gráfico muestra la participación de la energía solar y eólica en la generación total en dos años diferentes en los países de ALyC con datos disponibles. En 2010 la energía solar no alcanza magnitudes relevantes en los países mostrados. El cuadro A.4.1 del apéndice (disponible en línea) presenta los valores totales para esos mismos años. El apéndice “Incorporación de la generación renovable no convencional: experiencia de los países de la región” ofrece más detalles de cada país. Se excluyen los países con participación inferior al 2 % (en orden decreciente, Cuba, Guyana, Belice, Surinam, Colombia, Haití, Ecuador, Venezuela, Paraguay, Trinidad y Tobago).

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

22 Se presenta desagregado por países en el cuadro A.4.2 del apéndice disponible en línea.



Generación distribuida

Dentro de los sistemas de distribución ha comenzado a adquirir importancia la generación distribuida, es decir una generación a baja escala cercana al punto de consumo y principalmente a partir de fuentes renovables. Este proceso, enmarcado en la transición energética, ha venido avanzando a nivel internacional y, más recientemente, en América Latina y el Caribe, a partir de la introducción de nuevos marcos regulatorios e incentivos que habilitan la integración de estas tecnologías en las redes de distribución por parte de los usuarios.

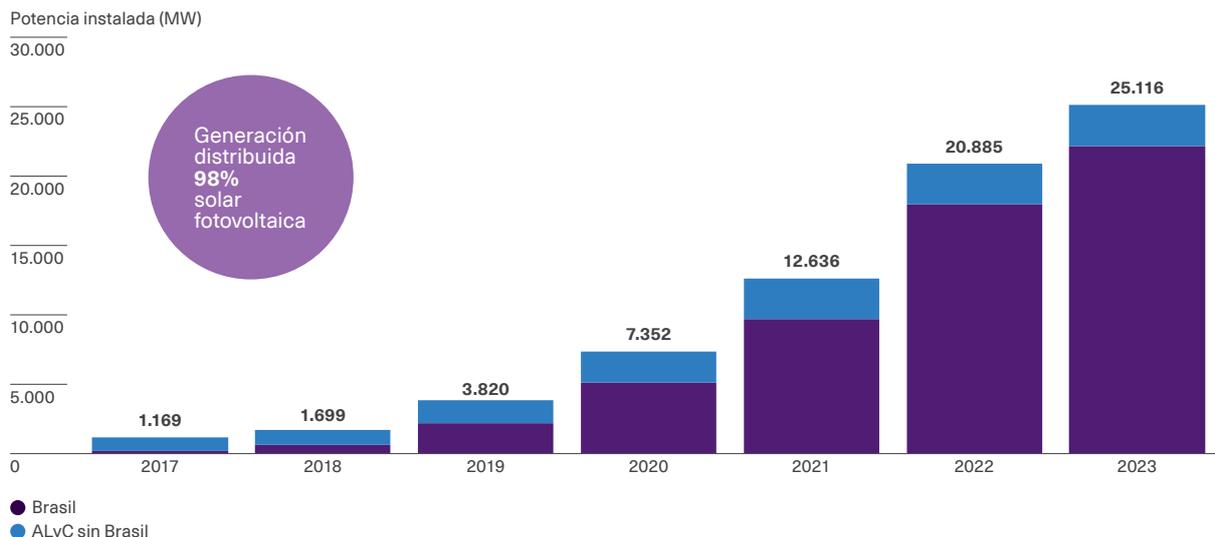
Los elementos regulatorios relativos a la integración de la generación distribuida en los sistemas eléctricos tienen que ver con la compensación de los flujos consumidos y entregados al sistema. Por un lado, la medición neta es más atractiva para un consumidor, ya que valoriza la inyección de electricidad al mismo precio

que el consumo de electricidad. Por otro, la facturación neta, si bien es menos atractiva para el consumidor, brinda mejores señales a la introducción de esta fuente de generación y es el mecanismo sugerido cuando se avanza a etapas más maduras (MRC Consultants y PSR, próxima publicación). Otros desafíos son la forma en que se acumulan los saldos y el tipo de restricciones que enfrentan los usuarios y sus tecnologías (López Soto et al., 2019)²³.

● ●
Dentro de los sistemas de distribución, ha comenzado a adquirir importancia la generación distribuida a partir de fuentes renovables

Gráfico 4.7

Evolución de la capacidad de generación distribuida en América Latina y el Caribe



Nota: El gráfico reporta los valores (en MW de capacidad instalada) de la generación distribuida en Brasil (hasta junio de 2023, según la última actualización de ANEEL) y el valor agregado para el resto de los países de ALyC con información disponible (hasta 2021, según PNUMA). Los datos de la región corresponden al último reporte oficial de cada uno de los mercados incluidos en el gráfico (Argentina, Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, Guatemala, México, Panamá, Puerto Rico, República Dominicana y Uruguay).

Fuente: Elaboración propia con base en PNUMA (2022a) y Perczyk y Rabinovich (2023).

23 La sección "Incorporación de la generación renovable no convencional: experiencia de los países de la región" del apéndice disponible en línea presenta el estado de situación de estos desafíos.

Recuadro 4.4

Generación distribuida en Brasil

Si bien en 2021 el 71 % de la generación eléctrica en Brasil provino de la hidroelectricidad, la energía solar ha crecido considerablemente en los últimos años a través de la generación distribuida, especialmente en el ámbito de distribución para usuarios o productores residenciales y comerciales. Este crecimiento acelerado se ha visto influido por varios factores, los cuales permiten la alta rentabilidad de dichas inversiones. El primero es la fuerte caída en el precio real de los sistemas de generación fotovoltaica en los últimos cinco años; el segundo, el aumento significativo de las tarifas eléctricas, y, por último, la implementación del sistema de compensación de energía a partir de la Resolución Normativa 482/2012 de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) (medición neta). Esta resolución, sometida a posteriores modificaciones, crea un ámbito próspero para las inversiones en generación distribuida (Perczyk y Rabinovich, 2023).

El sistema de compensación de energía logra que el productor o consumidor inyecte sus excedentes a la red del distribuidor local, lo cual reduce el volumen neto facturado al compensar físicamente su consumo. Lo anterior, sumado a que la factura de energía incluye cargos de red e impuestos, hacen que sea atractivo en términos de rentabilidad, como apuntan Perczyk y Rabinovich (2023). Estos autores explican que los subsidios otorgados por los gobiernos estatales tienen una fuerte influencia en el desarrollo de este tipo de generación en Brasil. En el caso de los estados de Minas Gerais y San Pablo, líderes en este mercado, se aprovechó la exención del impuesto a la circulación de mercaderías y servicios (ICMS) sobre la energía generada y la adquisición de equipos para impulsar las instalaciones de microgeneración y minigeneración (potencia instalada inferior a 75 kW y entre 75 kW y 1 MW, respectivamente).

El crecimiento anual de la generación fotovoltaica en Brasil fue del 205 % en el período 2016-2020. La capacidad instalada de las instalaciones de generación distribuida a mediados de 2023 más que cuadruplicaba las cifras de 2020, representando un 10 % de la capacidad de generación, según los datos registrados por ANEEL.

●●
La generación distribuida representa un 5,1 % de la capacidad en la región, casi en su totalidad explicada por la energía solar fotovoltaica

El gráfico 4.7 ilustra la evolución de la capacidad instalada en la región, potenciada por la mayor eficiencia y reducción de los costos de la tecnología. En particular, se nota que la capacidad regional ha crecido de forma exponencial hasta 2021 (último año en que la información está sistematizada para la región). Este incremento está en gran medida explicado por el caso de Brasil, que eleva de manera significativa el promedio regional.

La capacidad de generación distribuida representa un 5,1 % de la capacidad de generación total existente en 2021 (último dato sistematizado para la región). El gráfico 4.7 también muestra que, la fuente solar fotovoltaica constituye prácticamente el 98 % de las instalaciones de generación distribuida en la región.

Crecimiento del sector eléctrico en la matriz energética

Un aspecto central de todos los escenarios de descarbonización más ambiciosos, como el escenario de cero emisiones netas en 2050 (CEN-2050) elaborado por la AIE (2021f, 2023n), es que prevén un aumento sustancial en la electrificación del consumo y en la generación de origen renovable para atenderlo. También pronostican extensiones sustantivas de las redes de infraestructura de transmisión y distribución de electricidad. Si se considera la composición sectorial del consumo energético

de cada país de América Latina y el Caribe y se asume la misma evolución de crecimiento del consumo energético y de la tasa de electrificación sectorial promedio mundial en el escenario CEN-2050, el consumo de electricidad agregado debería aumentar de 4,73 EJ en 2021 a 9,87 EJ en 2050, lo que implicaría un incremento del 109 %. Esto presenta importantes diferencias entre países tanto en lo que respecta a la capacidad de generación como en su infraestructura de red.

Potencial de generación verde

Para atender los desafíos que presenta la transición energética, América Latina y el Caribe gozan de una importante disponibilidad de condiciones naturales para la explotación del recurso hídrico, de irradiación solar y exposición eólica, aunque dispar entre países y áreas.



La región goza de condiciones naturales propicias para la generación hídrica, solar y eólica

En primer lugar, el conjunto de la región cuenta con una gran disponibilidad de agua per cápita, superior a cualquier otro continente: con solo el 12 % de la superficie terrestre del planeta y el 6 % de la población mundial, América Latina y el Caribe alberga un tercio de la esorrentía global (Maldonado y Moreno-Sánchez, 2023).

Actualmente, la capacidad de generación de la fuente hidroeléctrica de la región es elevada y alcanza los 199,5 GW, equivalente al 41 % de la capacidad total de 2021. Luego de un fuerte crecimiento hasta finales de la década de 1980, la hidroelectricidad volvió a cobrar

fuerza en la última década (en ese período la capacidad aumentó en un tercio). El mayor exponente de este crecimiento es Brasil, donde se concentra el 54 % de la capacidad regional y que explica el 62 % del incremento en capacidad instalada en la última década.

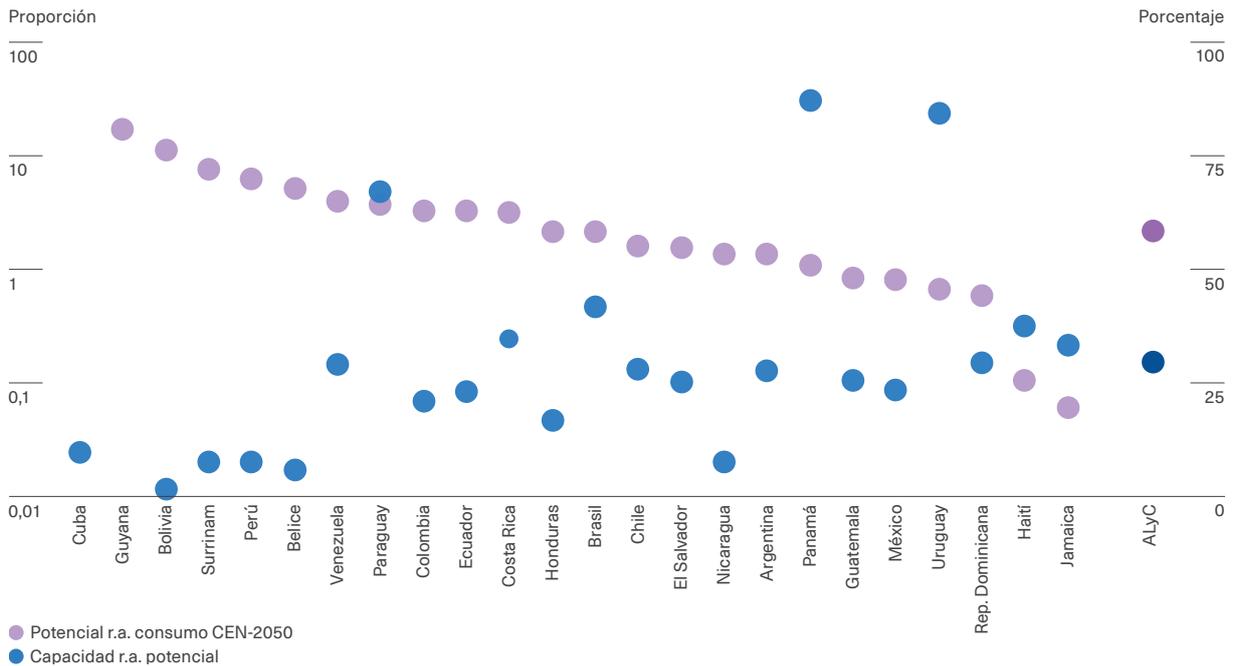
Sin embargo, estos desarrollos no agotan el potencial hidroeléctrico excepcional de América Latina y el Caribe. Dada la abundante disponibilidad del recurso, el potencial ha sido estimado en 677 GW por OLADE (2023d). Según esta estimación, la capacidad instalada en la región representa el 30 % de ese potencial, aunque con grandes disparidades regionales: mientras que Panamá, Uruguay y Paraguay hacen un aprovechamiento significativo de los recursos hídricos, países como Bolivia o Perú lo utilizan muy poco (gráfico 4.8). De hecho, de ser viable, un aprovechamiento pleno del recurso podría cubrir las necesidades de generación en 17 de los 24 países analizados por OLADE (Alarcón, 2018)²⁴.

Cabe destacar que la generación hidroeléctrica genera emisiones de gases de efecto invernadero tanto por la pérdida de carbono en los suelos inundados y la vegetación que los cubre como por la emisión de metano en áreas poco profundas y en las orillas.

24 El potencial hidroeléctrico se define como la suma de las potencias instalables en las cuencas hidrográficas más el total de las potencias instaladas en las centrales hidroeléctricas existentes. Este valor de potencial no debe tomarse como absoluto, sino como una referencia, ya que las estimaciones para algunos países pueden ser más precisas que otras, dependiendo del grado de estudio y la metodología utilizada para el inventario del recurso hidroeléctrico. Por otro lado, el dato de potencial no refleja un valor viable de utilización, que puede estar sujeto a restricciones técnicas, económicas, ambientales y sociales, particularmente en ecosistemas complejos como el Amazonas.

Gráfico 4.8

Potencial hidroeléctrico: capacidad instalada en 2021 y potencial remanente por país



Nota: El gráfico presenta el potencial hidroeléctrico, medido en MW, para los países de ALyC con información disponible. En él se observa la capacidad instalada en 2021 respecto al consumo proyectado para 2050, según el escenario de emisiones netas cero (CEN-2050) y la capacidad instalada en 2021 respecto al potencial.

Fuente: Elaboración propia con datos de OLADE (2023d).

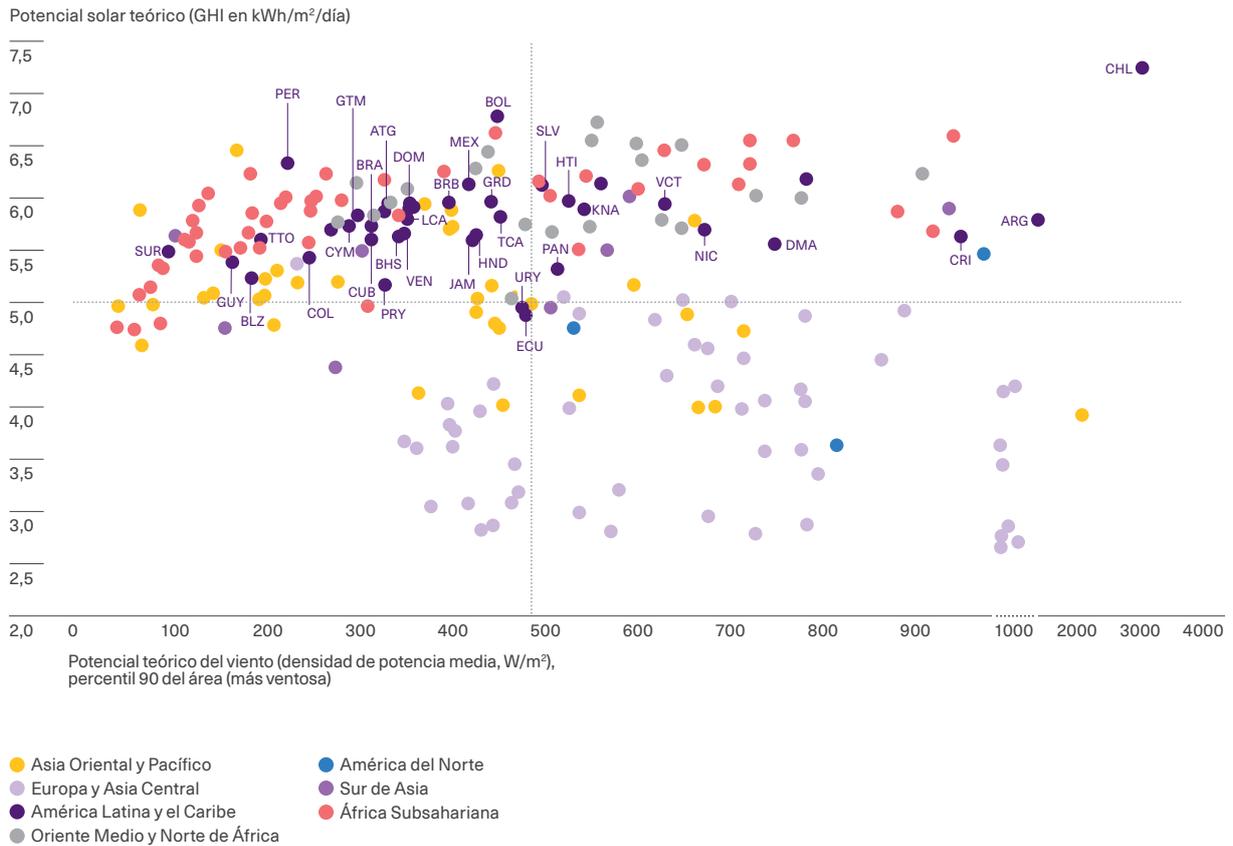
La región también cuenta con condiciones favorables de irradiación solar y exposición eólica. El gráfico 4.9 ilustra el potencial teórico de energía eólica y solar de los países de América Latina y el Caribe comparados con el resto del mundo. En general, prácticamente todos los países de la región cuentan con buen potencial solar (se encuentran por encima de la media mundial), mientras que aproximadamente un tercio tiene un buen potencial eólico, destacándose los casos de Argentina, Chile y Costa Rica.

Concretamente, el potencial solar mayor se identifica en una zona amplia con eje en el desierto de Atacama, que abarca el norte de Chile, el sur de Perú, el suroeste de

Bolivia y el noroeste de Argentina. Además, se encuentra un potencial elevado en regiones de la zona central de México y en Baja California. Por otra parte, existen zonas de la región con alta densidad eólica en el sur de Argentina y Chile, en las planicies de altura a lo largo de la cordillera de los Andes hasta Bolivia y en zonas acotadas de Costa Rica, México y Venezuela. Igualmente, existe un potencial para la generación eólica mar adentro en las zonas exclusivas de Argentina, Chile, la región caribeña de Venezuela y Colombia y, aunque en menor medida, en el nordeste de Brasil y el este del Caribe²⁵. Sin embargo, la disponibilidad de infraestructura de transmisión (cantidad y localización geográfica) puede imponer desafíos adicionales al aprovechamiento de esos potenciales.

²⁵ A diferencia de la fuente solar, la generación eólica presenta menos incompatibilidades en el uso del suelo, particularmente con la actividad agropecuaria, que puede realizarse en terrenos ventosos. La superficie disponible (exclusiva) para generar una unidad de electricidad es menor que en el caso de la energía solar.

Gráfico 4.9
Potencial teórico en energía eólica y solar



Nota: El gráfico muestra el potencial teórico eólico (medido en W/m²) y solar (medido por la irradiación global horizontal [GHI] en kWh/m²/día) para el percentil 90 de área más ventosa y más irradiada, respectivamente. El listado de países de ALyC con el correspondiente código ISO se encuentra en el apéndice disponible en línea.

Fuente: Brassiolo et al. (2023).

La capacidad real de generación dependerá, entre otras cosas, de condiciones asociadas con la eficiencia del uso del suelo

La capacidad real de generación dependerá, además del potencial técnico, de condiciones asociadas con la eficiencia en el uso del suelo (Hernandez et al., 2014), de la cercanía entre las áreas pasibles de recibir instalaciones de parques de generación solar de gran escala y de las redes de transmisión

existentes (que se pueden mejorar con inversiones), entre otros factores. En caso de abastecer incrementos de demanda previstos en escenarios como el de CEN-2050, la generación solar podría aumentar las necesidades de uso del suelo hasta el triple de la superficie actualmente cubierta por las áreas urbanas. Esa demanda podría incluso implicar desafíos por posibles conflictos con otros usos del suelo, en especial, en países como El Salvador, Guatemala, Jamaica y República Dominicana (Cont y Juncosa, 2024). Por ejemplo, el estudio realizado por MRC Consultants y PSR (próxima publicación) sobre escenarios de expansión de la capacidad instalada

considera una combinación de fuentes que incluye eólica mar adentro —que suele ser más costosa con relación a la capacidad efectiva de generación que fuentes terrestres—, reflejando que las condiciones

de costo y confiabilidad de fuentes combinadas eventualmente dominan la expansión marginal de la solar y la eólica.

Infraestructura de transmisión

Infraestructura eléctrica necesaria para la transición energética

El incremento del consumo eléctrico estimado en la transición energética tiene un correlato en las necesidades de infraestructura de transporte y distribución. Esta infraestructura deberá atender los cambios esperados tanto en el aspecto cuantitativo, por el aumento en capacidad requerida, como el cualitativo, por modificaciones en el sistema eléctrico (por ejemplo, en la distribución espacial y temporal de la generación y el consumo).

Las redes de transmisión de la región totalizan aproximadamente 1,24 millones de kilómetros (km) de líneas, de los que más del 40 % se encuentran en Brasil y cerca del 19 %, en México. A la vez, el incremento del 109 % en el consumo de electricidad bajo un escenario de CEN para 2050, presentado al inicio del apartado, trasladado de forma proporcional a las redes de infraestructura, equivale a un aumento de las líneas de aproximadamente 1,34 millones de km. A ello se suma el mantenimiento y la necesidad de reemplazar parte del stock existente que vaya llegando al final de su vida útil hasta 2050. La AIE estima que aproximadamente la mitad del stock actual en la región deberá ser reemplazado para entonces²⁶.

El gráfico 4.10 muestra la extensión actual de las redes de transmisión en relación con la población (km/10.000 hab.) y la requerida en 2050 según el país. La región en su conjunto presenta aproximadamente 20 km/10.000 hab. y necesita más que duplicar esa cantidad para 2050. De los 25 países mostrados en el gráfico, 13 necesitan adicionar más

kilómetros per cápita a su red de transmisión que los que posee la región actualmente. Entre ellos, Bolivia, Haití, Belice, Guyana, Paraguay y Guatemala muestran necesidades de expansión superiores a los 40 km/10.000 hab. Esto representa importantes desafíos, entre los que se encuentra el financiamiento, la planificación y los posibles conflictos en la gestión de permisos y concesiones de uso del suelo.



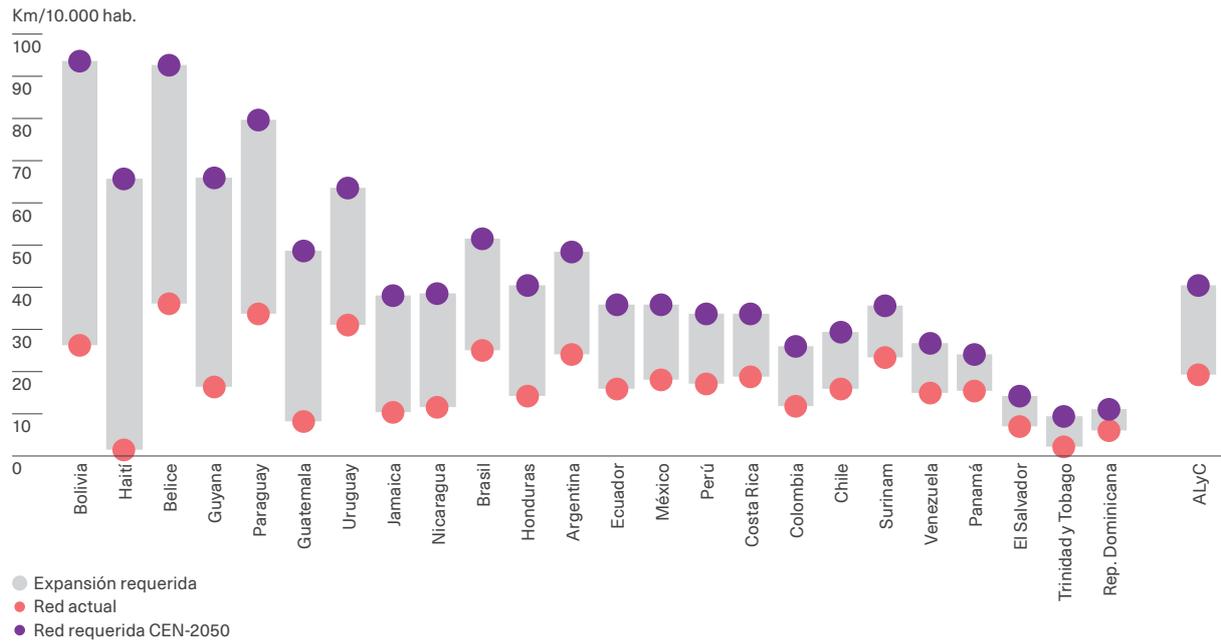
El incremento del consumo eléctrico estimado en la transición energética tiene un correlato en las necesidades de infraestructura de transporte y distribución

El incremento en la capacidad y extensión de las redes de transmisión debe ser acompañado del aumento de capacidad en las redes de distribución. La AIE estima que las economías en desarrollo deberán invertir más de USD 10,4 billones en la expansión y restitución de las redes eléctricas hasta 2050, de los que un poco menos de USD 4 billones corresponden a la transmisión y más de USD 6,4 billones, a la distribución. En América Latina y el Caribe, la expansión de redes necesaria para 2050 alcanzaría un acumulado de más de USD 0,75 billones en transmisión (correspondientes a los 21 km/10.000 hab. de expansión requerida, mostrados en la última barra del gráfico 4.10) y USD 1,2 billones en distribución, que, repartidos en tres décadas, equivalen al 1 % del PIB regional.

26 Ver AIE (2022e, p. 313) para más información sobre ALyC, cuyos países componen casi en su integridad el grupo de “otros mercados emergentes y economías en desarrollo”.

Gráfico 4.10

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



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

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

La transición anticipa además cambios cualitativos en los sistemas eléctricos, que pueden afectar a los requerimientos de infraestructura de modos inciertos. Entre ellos, se encuentran el incremento de la variabilidad del suministro intradiario y estacional, la fragmentación de los puntos de inyección de electricidad, el incremento de la distancia promedio desde los puntos de generación hasta los lugares de consumo y una reducción de los requerimientos de transmisión por efecto de la generación distribuida.

El gráfico 4.11 presenta evidencia actual de dos diferencias entre la generación renovable no convencional y las tecnologías convencionales, que tienen consecuencias para la estructura y el nivel de infraestructura de transmisión necesaria. El panel A muestra que la capacidad solar y eólica actualmente en funcionamiento se encuentran un 30 % y un 60 % más distantes en promedio de los puntos de consumo

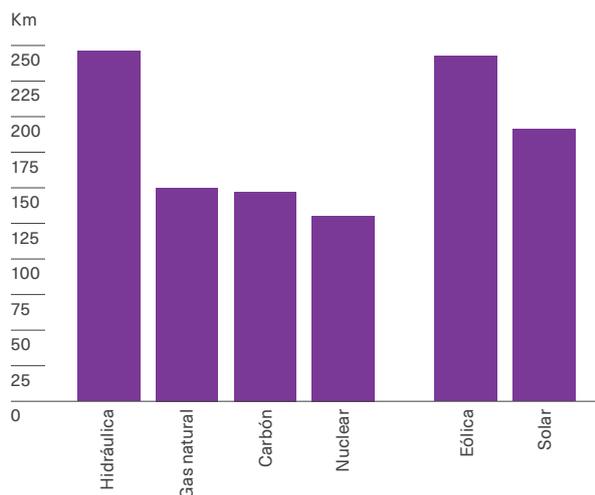
que la generación con gas natural y que esa distancia es solo similar en el caso de la generación hidráulica (es decir, considerando la distancia promedio del MW de potencia instalada según la fuente). Por otro lado, el panel B muestra el promedio de la generación anual obtenida a nivel de planta según la tecnología, observándose que la energía solar y eólica son las de menor tamaño con un amplio margen.

Se espera que este patrón de plantas más distantes a los centros de consumo y de atomización de la generación se mantenga en el tiempo. Igualmente, se espera un rebalanceo en la combinación de fuentes de generación a favor de las renovables, lo que posiblemente implique cambios en las redes de transmisión en términos de extensión, distribución espacial, flexibilidad para la operación bidireccional y necesidad de puntos de inyección mucho más numerosos.

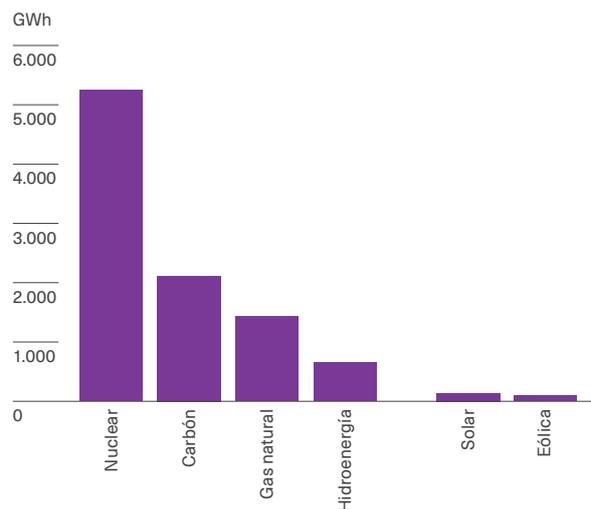
Gráfico 4.11

Distribución acumulada de la distancia de generadores a ciudades más cercanas y generación anual por fuente

Panel A.
Distancia a la ciudad más cercana



Panel B.
Generación promedio según fuente



Nota: El gráfico presenta la distancia de los generadores a las ciudades más cercanas. El panel A muestra las distancias en km según la fuente de energía, mientras que el panel B presenta la generación promedio en GWh por fuente.

Fuente: Elaboración propia con base en CAF (2019) y Global Energy Observatory (2021).

Aspectos regulatorios de la transmisión

El vínculo de los generadores que operan en los mercados con las distribuidoras y los grandes usuarios para abastecer a los usuarios finales (directa o indirectamente a través de las distribuidoras) se forma con la red de transmisión. En general, la operación de estas redes en los sistemas de la región está a cargo de un organismo independiente del resto de los participantes (evitando así la integración vertical). Esa entidad brinda a las partes acceso abierto de forma no discriminatoria y cobra una tarifa que refleja los costos de la red, con componentes fijos, relacionados con las conexiones y la capacidad de transporte, y un componente variable, relacionado con las pérdidas de la red. En casos de redes dedicadas, las partes beneficiarias (grandes usuarios) son quienes pagan por ellas; esto se conoce como

expansión dedicada o extensión. Este fue el caso de Chile desde 2004 (Serra, 2022).

En todo sistema eléctrico, la expansión de la red presenta beneficios importantes, sobre todo cuando permiten interconectar o mejorar la interconexión de subsistemas que están restringidos una gran parte del tiempo (por ejemplo, en Argentina en 2006 o en Chile en 2017) o cuando permiten integrar recursos de generación geográficamente dispersos. Entre los beneficios se encuentran la integración de nuevos usuarios al sistema, la adaptación de subsistemas a un sistema integrado con mayor diversidad de oferta y la reducción del riesgo de poder del mercado (ver Mercadal, 2023).



La expansión de la red de transmisión presenta beneficios importantes cuando permite integrar recursos geográficamente dispersos

Históricamente, el modelo predominante para la extensión de redes fue el de planificación centralizada con implementación descentralizada a través de licitaciones, aunque en varios casos se logró incluir al sector privado en ambos aspectos, como en Brasil, Chile, Colombia y Perú²⁷. En este contexto, los países no estuvieron exentos de enfrentar múltiples desafíos, que conviene tener presentes ante

las expectativas de crecimiento del sector eléctrico. Los problemas más comunes han sido la obtención de los derechos de paso, las restricciones ambientales en los ecosistemas y comunidades próximos al trazado de las redes y otros problemas de emplazamiento por la resistencia de los habitantes a esas instalaciones (los llamados efectos del “patio trasero”). Fuera de la región, el caso de Estados Unidos, que se caracteriza por tener múltiples sistemas regionales, está enfrentando los mismos problemas mencionados para los países de América Latina y el Caribe, además de desafíos para coordinar actores federales, estatales y locales en la conexión de subredes regionales²⁸, preocupaciones aplicables a sistemas federales de la región.

Roles de la integración eléctrica intrarregional en la transición

El Reporte Economía y Desarrollo de 2021 (Sanguinetti et al., 2021) expone cuatro razones que motivan la integración intrarregional de los sistemas eléctricos. Los motivos están relacionados con las ventajas de escala del mercado, la confiabilidad y menor volatilidad de los precios de un sistema que integra distintas fuentes de generación (con diferente aleatoriedad entre países) y la mejora en la sostenibilidad ambiental a partir de un uso de los recursos renovables a escala regional. El aprovechamiento de estos beneficios en la región continental de América Latina y el Caribe ha tenido diferentes niveles de avance.

El mayor desarrollo se ha dado en Centroamérica. En particular, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá están plenamente conectados desde 2014 a través del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC). Esos seis países participan en el Mercado Eléctrico Regional, que opera como un séptimo mercado, paralelo a los seis sistemas nacionales, donde coexisten monopolios integrados verticalmente (Costa Rica y Honduras), con ingreso limitado

de la generación privada, y sistemas de mercado (El Salvador, Guatemala, Nicaragua y Panamá). No obstante, las transacciones regionales de energía en el MER se rigen por reglas propias para la operación y administración del sistema.



Factores como las ventajas de escala del mercado y la mejora en la sostenibilidad ambiental motivan la integración intrarregional de los sistemas eléctricos

Los sistemas eléctricos de América del Sur están físicamente desconectados de los de Centroamérica, aunque ha habido proyectos de interconexión entre Panamá y Colombia. Además, por su dimensión geográfica, América del Sur se puede dividir en la subregión andina y el Cono Sur, pero la evidencia en ambas es de una subutilización de la capacidad de interconexión.

27 Argentina es un caso interesante que muestra los problemas que conlleva delegar la expansión de la capacidad de la red a actores privados. Durante el período 1992-2001, se eligió el mecanismo de concurso público para evitar los excesos (en magnitud y costos) de las expansiones realizadas en el pasado por el sector público. Este sistema fue criticado por dificultar la expansión de la red (demoras propias del uso de la red sin contribuir al pago por la inversión [*free-riding*], externalidades, definición de participantes con derecho a voto y costos de transacción), pero también tuvo defensores (al evaluar que los proyectos demorados en realidad no eran justificables desde el punto de vista social). A partir de 2002, la extensión de la red de transmisión pasó a formar parte de la programación nacional (ver discusión en Littlechild y Skerk, 2008a, 2008b, 2008c).

28 Ver Davis et al. (2023) para conocer una reciente discusión sobre el tema.

En la subregión andina, existen interconexiones físicas entre países y han ocurrido experiencias de intercambios que, luego de más de 20 años de su inicio, han confluído en la reglamentación del Mercado Andino de Energía Regional de Corto Plazo. Su objetivo es la realización de transacciones internacionales de electricidad coordinadas entre Colombia, Ecuador y Perú, que se prevé extender en el futuro a Bolivia y Chile en el marco de la iniciativa del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA) (CREG, 2023). Por su parte, en el Cono Sur, las principales experiencias se basaron en dos tipos de modelo. Por un lado, están los proyectos binacionales de represas: Itaipú, entre Brasil y Paraguay; Yacyretá, entre Argentina y Paraguay; y Salto Grande, entre Argentina y Uruguay, que tienen reglas propias para la asignación de la generación de energía eléctrica. Por otro lado, hay interconexiones apoyadas por esquemas de contratos entre actores privados (Argentina-Chile, Argentina-Brasil y Argentina-Uruguay), que no han funcionado debido a una combinación de contingencias sectoriales, problemas macroeconómicos que afectaron a la región y regulación insuficiente que garantizara un marco resiliente.

Recientemente, se han dado pasos para la creación de un Sistema de Integración Energética del Sur (Argentina, Brasil, Chile y Uruguay).

A pesar de los avances en la integración energética en América Latina, la región enfrenta múltiples barreras que obstaculizan su desarrollo pleno. Primero, la seguridad del suministro y el autoabastecimiento son considerados prioritarios para los países de la región, puesto que la dependencia de otros implica riesgos estratégicos, especialmente en contextos de debilidad institucional característicos en varios de ellos. Segundo, las interconexiones requieren superar desafíos técnicos, como la diferencia de frecuencia entre países (por ejemplo, Brasil y sus vecinos). La falta de simetría y estabilidad regulatoria también juega un papel crucial, ya que las exigencias técnicas de los organismos coordinadores y la armonización de las políticas energéticas entre naciones con diferentes marcos regulatorios presentan complejidades adicionales. Estas barreras, en conjunto, reflejan la diversidad de desafíos que deben ser abordados para avanzar hacia una integración energética más eficiente y sostenible en América Latina y el Caribe.

Espacios de políticas

Existe un conjunto de políticas públicas que pueden ayudar a superar los desafíos que plantean la incorporación de energías limpias y avanzar hacia la descarbonización del sector eléctrico. Esos desafíos, como se expone en el capítulo, se relacionan con la necesidad de aumentar la capacidad de generación con fuentes renovables para atender el creciente consumo de electricidad y sustituir la generación con combustibles fósiles, ampliar las redes de transporte y distribución de forma que aseguren un suministro eléctrico confiable a precios competitivos y proporcionar las inversiones que los dos desafíos anteriores implican. Estas medidas tocan los diferentes aspectos abordados en el capítulo y se sintetizan a continuación.

Entre las herramientas más relevantes en materia de regulaciones e incentivos se encuentra el establecimiento de cuotas mínimas de ERNC en la

combinación de fuentes de generación que contratan las distribuidoras y los grandes usuarios. Esta medida es actualmente una alternativa de uso más generalizado que los subsidios para incentivar la incorporación de energías renovables. La adopción de cuotas mínimas permitió dar un impulso a esa incorporación, promoviendo la experiencia y la reducción de costos que facilitan las economías de escala, y prescindir, al mismo tiempo, de erogaciones fiscales para lograrlo. Las cuotas mínimas forzaron, además, a las distribuidoras a realizar consultas de mercado para la incorporación de ERNC a través del establecimiento de contratos de suministro de mediano y largo plazo.

Una manera de atraer inversiones y nuevos participantes a la oferta de ERNC es la adopción de subastas centralizadas. Mediante la difusión pública de una subasta, donde se procura la suma de capacidad que requieren múltiples demandantes en el mercado

mayorista, se promueve la entrada de nuevos actores y la competencia, posibilitando así trayectorias de precios de cierre decrecientes en subastas sucesivas. Como en toda subasta, la correcta definición del producto es central y, para las ERNC, existen diversas alternativas tendientes a segmentar de manera adecuada los momentos y lugares con escasez y abundancia. Así, existen subastas para tecnologías específicas (p. ej., subastas separadas para energía solar, eólica, etc.) y subastas neutras que definen atributos (p. ej., se subasta generación según intervalos horarios).



Las políticas públicas deben focalizarse en aumentar la capacidad de generación con fuentes renovables, ampliar las redes de transporte y proporcionar las inversiones que ello implique

Las adaptaciones de esta fórmula deben valorar correctamente las condiciones de escasez y abundancia, sin importar tanto la forma que toman. Esto resultará crítico para que exista un incentivo económico que haga viable la incorporación de las tecnologías que se necesitan cuando las ERNC prevalecen en la matriz de generación y se presentan períodos relevantes con excedentes de generación. Llegada esa instancia se hará necesaria la incorporación de tecnologías para el almacenamiento, como las baterías, el bombeo hídrico y la capacidad de electrólisis para ciclos electricidad-H₂-electricidad. La definición de subastas para tecnologías específicas, o bien, subastas neutras con suficiente especificidad en los atributos de la energía procurada, puede ser una herramienta potente para impulsar su adopción.

El cambio en la composición de la matriz eléctrica posiblemente requiera alteraciones en materia de tarificación, tendientes a permitir que se cubran los costos de la incorporación de capacidad y, a la vez, brindar señales correctas de abundancia y escasez a los hogares y usuarios regulados en general. Los cuadros tarifarios típicamente estuvieron basados en un componente pequeño de cargo fijo y un componente mayoritario de tarifas por bloques crecientes según el consumo. Ahora, con la incorporación de la generación distribuida y las tecnologías de

generación con costos variables cercanos a cero, es necesaria una readecuación de los cuadros tarifarios. Los valores deberían descansar en mayor medida en el componente de cargo fijo, complementado con tarifas dinámicas o por hora de uso, que aumenten en los momentos con menor disponibilidad de viento y sol, en línea con la estructura de costos del sistema. A su vez, el establecimiento de costos fijos más elevados deberá ser complementado con esquemas de subsidios focalizados para mitigar los impactos distributivos regresivos.

La extensión y densidad de las redes de transmisión es un habilitador para el cambio en la matriz eléctrica. La densificación de las redes permitirá mitigar la intermitencia que caracteriza a generadores individuales de ERNC, a través del aseguramiento conjunto de tecnologías diversas emplazadas en regiones distantes. Las necesidades de infraestructura, en general, se definen de forma centralizada por los Estados, aunque pueden gozar de participación privada de manera competitiva, a través de estructuras de APP y licitaciones abiertas y transparentes. La planificación energética es central en este proceso y debe prever los cambios en nivel y cualitativos descriptos, asociados a las ERNC.

Finalmente, para muchos países de la región, en particular los pequeños que cuentan con poca diversidad de recursos naturales, la integración energética es el ámbito más efectivo para asegurar mutuamente el suministro continuo de electricidad ante las intermitencias que enfrenta la generación renovable no convencional. La integración también permite ganancias asociadas a la mayor escala del mercado resultante y la mayor sostenibilidad ambiental que permite la diversificación de recursos de generación. El establecimiento de marcos estables para la realización de intercambios entre los países constituye una condición fundamental para aprovechar la interconexión existente y fomentar nuevos proyectos de interconexión de sistemas de los distintos países.



Promoción de los combustibles limpios

● Por qué los combustibles fósiles ocupan un espacio central en el consumo de energía

● Los combustibles de origen orgánico y el hidrógeno y su rol en la descarbonización

● La reducción de emisiones dentro del sector fósil

5

Mensajes clave

1

Cerca de la mitad del consumo energético en la región y en el mundo deberá ser atendido por combustibles. Por ello, las alternativas para producir combustibles con bajas emisiones de GEI son centrales para la transición energética.

2

Los combustibles posiblemente mantendrán un rol central en tres usos energéticos: 1) producción de temperaturas muy elevadas en procesos industriales; 2) usos móviles de la energía, especialmente el transporte de cargas y aéreo; 3) generación eléctrica en sitios remotos que carecen de recursos alternativos y como respaldo en situaciones críticas.

3

Las alternativas para producir combustibles de bajas emisiones provienen de dos grupos: el hidrógeno y sus derivados, y los combustibles de origen orgánico. Para que estas alternativas sean carbononeutrales se requiere una gestión sostenible de las cadenas de suministro.

4

La reducción de emisiones asociadas a la industria de los combustibles fósiles es un espacio de central importancia para la transición energética. Este incluye la reducción o eliminación de las emisiones fugitivas en la producción, transporte y transformación de los combustibles, la sustitución de otros combustibles fósiles por gas natural y la electrificación de procesos productivos para reducir el uso de combustibles fósiles en todas las etapas de la cadena de valor.

5

Los combustibles de fuentes orgánicas pueden ser aliados de la descarbonización en la medida que se limite su demanda de uso del suelo y se concentren los esfuerzos en atender usos con escasas alternativas, como el transporte aéreo y marítimo. Diversificar el tipo de insumos utilizados es crítico, por ejemplo, incrementando el uso de celulosa.

6

El hidrógeno puede obtenerse a partir de insumos fósiles, de insumos orgánicos y del agua. El producido con insumos fósiles u orgánicos puede considerarse de bajas emisiones cuando se incorpora captura y secuestro de carbono y los insumos son obtenidos de manera sostenible: sin emisiones fugitivas, en el caso de los insumos fósiles, y sin deforestación inducida, en el caso de los insumos orgánicos. Por su parte, el producido a partir del agua es bajo en emisiones cuando la electricidad usada proviene de fuentes no combustibles.

7

El hidrógeno puede cumplir un rol importante para dotar de flexibilidad al sector energético ante la elevada participación de fuentes de generación de electricidad intermitentes, como la solar y la eólica. Los excedentes de energía generada mediante estas fuentes renovables pueden aprovecharse para la producción de hidrógeno y utilizar este en los momentos, lugares y aplicaciones que más lo requieran.

8

La producción, el transporte y las transformaciones que atraviesan los combustibles fósiles liberan gases de efecto invernadero por el uso de energía que requieren estos procesos y por la prevalencia de emisiones fugitivas de metano. La electrificación de los procesos y la eliminación de las emisiones fugitivas permitiría reducir significativamente el impacto en el calentamiento global asociado al uso de combustibles fósiles.

9

La disponibilidad de recursos de gas natural de América Latina y el Caribe representa una oportunidad para asistir a la reducción de emisiones a nivel regional y global a través de la sustitución de los derivados del petróleo y del carbón. Para esto, resulta clave el desarrollo de infraestructura para el comercio de gas licuado y la reducción de las emisiones fugitivas asociadas a su producción y transporte. La estrategia de uso del gas natural como combustible de transición en la región debe ser compatible con las trayectorias de emisiones deseadas en el marco de la transición energética.

Promoción de los combustibles limpios¹

Introducción

Dadas las tecnologías conocidas en la actualidad y su evolución prevista, ciertos usos energéticos seguirán dependiendo del uso de combustibles, incluso en los escenarios más agresivos de descarbonización. Los combustibles que se usan hoy son mayoritariamente de origen fósil y tienen asociadas cuantiosas emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), entre otros impactos ambientales. Este capítulo aborda las alternativas disponibles para la producción de combustibles de bajas emisiones con las propiedades necesarias para satisfacer esos usos.

Los escenarios más auspiciosos de transición energética para América Latina y el Caribe (ALyC) estiman una tasa de electrificación objetivo de alrededor del 50 % para 2050, como muestra el capítulo 4. La otra mitad del consumo energético deberá ser atendido por otros productos o vectores energéticos ajenos al tendido eléctrico. Eso equivale a un consumo energético anual en la región que alcanza 12 exajulios

(EJ). Para eliminar las emisiones asociadas a la energía, casi la totalidad de este remanente deberá ser atendido con combustibles limpios, que pueden ser complementados, en una pequeña proporción, con productos energéticos portadores de calor (por ejemplo, vapor de agua para calefacción y agua caliente en distritos residenciales remotos).

Existen tres tipos de usos en los que los combustibles posiblemente mantendrán un rol central en un nuevo equilibrio de los sistemas energéticos con cero emisiones². El primero es el uso de energía para generar calor o satisfacer la “demanda térmica” en los procesos industriales, debido a que resulta muy difícil alcanzar con electricidad las temperaturas elevadas que requieren algunos de estos procesos. El segundo, los usos móviles de la energía, especialmente en el transporte de cargas y aéreo, puesto que requieren un insumo con alta densidad energética que las soluciones eléctricas existentes no pueden proveer.

¹ Este capítulo fue elaborado por Walter Cont y Federico Juncosa con la asistencia de investigación de Lautaro Carrizo y Agustín Staudt.

² Ver los capítulos 4, 6 y 8 para un mayor detalle.

La densidad energética aquí se refiere al contenido de energía por unidad de volumen y de peso, considerando el producto energético en sí (por ejemplo, la gasolina o electricidad) y el equipamiento requerido para su almacenamiento y uso (por ejemplo, el tanque de combustible o la batería). El tercer tipo es el uso de combustibles para la generación eléctrica destinada a atender consumos en lugares remotos, desprovistos de otros recursos, y para asegurar el suministro eléctrico ante intermitencias de la generación renovable no convencional, hasta que se presenten alternativas competitivas para el almacenamiento de electricidad en escala suficiente.

Este capítulo aborda dos grupos de alternativas para obtener combustibles limpios que reemplacen a los de origen fósil: el primer grupo está formado por el hidrógeno y sus derivados; y el segundo, por los combustibles de origen animal y vegetal. Además, en el camino hacia la descarbonización, existen acciones de alto impacto para reducir las emisiones asociadas a los combustibles fósiles. Estas pueden clasificarse en dos tipos: 1) acciones que mejoran la eficiencia

de los sistemas energéticos, es decir, que reducen los insumos de energía necesarios para producir los combustibles de uso final, en las etapas de producción de petróleo y gas, transporte y distribución, y refinado de petróleo; y 2) acciones que reducen la intensidad de las emisiones de los combustibles que se usan de manera directa, sin mediar cambios en la eficiencia. Las políticas para actualizar las tecnologías de generación a partir de fuentes fósiles son ejemplo de las primeras, puesto que permiten reducir las emisiones por unidad de electricidad generada a través de la mejora de la eficiencia energética. Un ejemplo de las segundas es el reemplazo del carbón mineral por el gas natural, con el que se pueden aminorar las emisiones, sin que necesariamente mejore la eficiencia energética de los sistemas. En este capítulo se describen algunos de los factores que determinan la dependencia de los recursos fósiles, incluida su alta disponibilidad, y las tecnologías que pueden contribuir a la descarbonización de los usos finales no eléctricos, su grado de desarrollo y las barreras identificadas para su expansión. Además, se describe el rol de la industria y los recursos fósiles en la transición energética.

El dominio actual de los combustibles fósiles

Los combustibles de origen fósil son la fuente de la mayor parte de la oferta energética en la región y el mundo, tanto como insumos en la generación eléctrica como para usos finales (AIE, 2023x). En América Latina, los combustibles de este tipo representan 14,8 EJ, casi dos tercios del consumo final de energía. Además, son la fuente del 19 % de la generación eléctrica de la región. Conjuntamente, el consumo final de combustibles y la generación de electricidad requieren 23,4 EJ de insumos fósiles. En el caso del Caribe, el 72 % del consumo final de energía y el 46 % de la generación están basados en combustibles fósiles, para lo que se requieren 1,52 EJ de insumos de este tipo³. Esta centralidad de los combustibles fósiles en los sistemas de energía actuales responde a un conjunto de atributos destacados del carbón mineral, el petróleo y sus derivados y el gas natural.



Los combustibles fósiles representan casi dos tercios del consumo final de energía en la región

La densidad energética por masa y volumen de los combustibles fósiles es elevada, lo que facilita un almacenamiento y transporte eficiente. Productos como la gasolina, el gasóleo y el combustible de turbina de aviación, entre otros, se encuentran en estado líquido para los rangos de temperatura y presión que abarcan casi por completo las condiciones climáticas atmosféricas donde habita la población. El carbón mineral, por su parte, puede ser transportado por todos los modos sin requerir aislamiento y sin riesgos de fuga. Además, a diferencia de los

3 Valores correspondientes al promedio de 2017 a 2021, tomados de OLADE (2023b).

combustibles líquidos derivados del petróleo, puede ser almacenado por tiempo indefinido y expuesto a cualquier condición ambiental. La facilidad de almacenamiento y transporte de estos combustibles, en formas sólida, líquida o gaseosa, ha sido fundamental para su dominio en la cadena energética. Además, la capacidad de entrega de energía de los combustibles líquidos y gaseosos (tasa de entrega de energía) es elevada, permitiendo su uso en un amplio abanico de aplicaciones que así lo requieren.

Entre los combustibles fósiles, el gas natural es el que, en el momento de la combustión, menos emisiones genera por unidad de energía entregada. Sin embargo, su densidad energética por unidad de volumen es casi mil veces inferior a la de los derivados líquidos del petróleo, lo que lo convierte en un combustible más costoso de transportar. Los elevados costos y necesidades de infraestructura que requiere ese transporte han llevado a que, históricamente, el gas natural se consumiera cerca del lugar de producción. Sin embargo, el comercio interregional ha ido en aumento desde la década de 1960 gracias al desarrollo de tecnologías para transportar y almacenar el gas metano en estado líquido (GNL) y a la expansión de la red de gasoductos. En este último caso, el costo del transporte puede alcanzar más del 50 % del costo total a lo largo de su cadena de valor.

Más allá de estos atributos positivos de los combustibles fósiles, su cadena de valor reviste una complejidad técnica y financiera considerable⁴. Primero, se observan grandes costos iniciales para la producción de petróleo, el transporte de petróleo y gas, la distribución de gas y el refinamiento de crudo. Segundo, una parte importante de las decisiones de los inversionistas de incurrir en estos costos ocurre en contextos de muy alta incertidumbre, en particular en la fase de exploración de recursos fósiles. Tercero, los horizontes de planificación detrás de esas decisiones son largos: el plazo de amortización promedio de las inversiones en producción de petróleo y en refinamiento, por ejemplo, rondan los 30 años. Considerados globalmente, los costos totales del ciclo de vida de los productos finales en forma de combustibles líquidos que hoy se consumen distan de ser bajos.

Detrás del equilibrio actual de los sistemas energéticos con gran dependencia de los recursos fósiles se encuentran no solo los atributos y ventajas en costos de estos recursos; también, existe una prolongada experiencia y las decisiones de los Estados de crear una industria fósil para satisfacer sus necesidades energéticas y potenciar su desarrollo. Esta experiencia acumulada en la actualidad implica una gran fuerza de coordinación de la producción y el consumo, que llevan a que el equilibrio actual sea económicamente viable, por ejemplo, por la prolongada vida útil del conjunto de instalaciones descritas para el transporte, almacenamiento y refinamiento ya en actividad y el establecimiento de procesos productivos asociados, como el de la industria petroquímica.

La combinación de esos factores (inversiones ya realizadas en explotación, infraestructura y equipamientos y la actual viabilidad económica del sistema) han derivado en lo que se denomina efecto de bloqueo (traducción literal del término inglés *lock-in*), que hacen difícil abandonar esos productos. El efecto de bloqueo supone un incentivo para que las empresas maximicen la tasa de uso de los bienes de capital ya instalados y en condiciones de continuar operando. Al mismo tiempo, representa un desafío para la transición hacia fuentes de energía más limpias, ya que hace que el desmantelamiento o la reconversión de estas instalaciones sean económicamente desafiantes. Superar la inercia de estos sistemas y desvalorizar las inversiones existentes requiere una coordinación y planificación cuidadosas, con políticas y mecanismos que faciliten una transición ordenada hacia un nuevo equilibrio económico y ambientalmente sostenible. Esto apunta a que la transición hacia una matriz energética más sostenible no es solo una cuestión de inversión financiera, sino también un problema de coordinación y planificación a largo plazo.

4 Para más detalles, véase el apéndice de este capítulo disponible en línea.

Disponibilidad de recursos fósiles

La región de América Latina y el Caribe dispone de grandes cantidades de recursos de petróleo y gas en tierra firme y en su plataforma continental tanto de tipo convencional como no convencional. Los recursos convencionales se refieren a depósitos concentrados de petróleo y gas natural que ocurren en trampas geológicas naturales. Dentro de estos, las reservas probadas en yacimientos convencionales de petróleo o de gas natural son aquellas estimadas en yacimientos cuya explotación es rentable con la tecnología actual y la infraestructura disponible en el país en el momento de la evaluación⁵. Los recursos no convencionales, en cambio, se caracterizan por presentarse más dispersos, típicamente mezclados en arenas o en suelos de baja permeabilidad, lo que demanda el uso de procesos más activos de estimulación de los yacimientos para la extracción y separación de impurezas para su producción. Determinar la factibilidad técnica y económica de su explotación resulta más compleja debido a la incertidumbre sobre las condiciones reales de los yacimientos dispersos.



La región dispone de grandes cantidades de recursos de petróleo y gas tanto en tierra firme como en su plataforma continental y tanto de tipo convencional como no convencional

El cuadro 5.1 muestra los recursos de petróleo y gas natural en los países de la región en 2021. En él se observa una gran disponibilidad de recursos, pero distribuidos entre países de manera dispar. De los 27 países que componen la región, 16 declaran recursos nulos. Solo Venezuela posee casi el 90 % de las reservas probadas de petróleo convencional. Sin embargo, enfrenta un declive sostenido de la producción, que actualmente representa un cuarto de la que obtenía a inicios del siglo. Brasil, Guyana

y México suman un 80 % de las reservas probadas convencionales de petróleo de América Latina y el Caribe, excluyendo Venezuela. Por su parte, el conjunto de reservas de Argentina, Colombia y Ecuador totalizan el 17 %.

En cuanto a recursos de petróleo no convencionales técnicamente recuperables, Argentina destaca por disponer de aproximadamente 165 EJ, mientras que Bolivia, Brasil, Colombia y Chile tienen conjuntamente recursos cercanos a 92 EJ. Las reservas de petróleo no convencional técnicamente recuperable en América Latina y el Caribe, excluyendo a Venezuela, superan el total de recursos convencionales. El conjunto de recursos probados y recuperables (sin contar tampoco Venezuela) equivalen a más de 40 años de consumo al ritmo actual.

En el caso de las reservas probadas de gas natural, Venezuela reporta un 68 % de la región, mientras que los siete países que le siguen concentran un 28 %, con participaciones bastante similares, que oscilan entre 15 EJ (Argentina) y 9 EJ (Bolivia). Los recursos no convencionales de gas natural técnicamente recuperables casi quintuplican a los convencionales y se encuentran fuertemente concentrados en Argentina, con un 59 % del total, y Venezuela y Brasil, que conjuntamente suponen el 30 %. Sumadas, las reservas convencionales probadas y los recursos no convencionales técnicamente recuperables de la región representan más de 160 años de consumo al nivel actual.

La elevada disponibilidad de recursos de gas natural en la región puede representar una oportunidad para contribuir a la reducción de emisiones domésticas y globales en el corto plazo a través de la sustitución temporal de otras fuentes más contaminantes en el camino hacia la descarbonización. En el último apartado de este capítulo, se discuten los posibles riesgos que presenta ese aprovechamiento cuando aumentan los incentivos a mantener su uso en el largo plazo.

⁵ Las reservas probables son los volúmenes que podrían recuperarse con una probabilidad alta de yacimientos ya descubiertos, cuando exista un mayor desarrollo de la tecnología de explotación. No cuentan con estudios exploratorios para su medición, pero se estiman con base a la información disponible de yacimientos próximos y similares. Finalmente, las reservas posibles son los volúmenes que se estima podrían ser extraídos de yacimientos identificados por formaciones conocidas, con bajo nivel de probabilidad, y que no cuentan aún con estudios exploratorios.

Sin embargo, estos recursos también pueden representar una importante barrera para reducir las emisiones asociadas al consumo energético. Esta situación afecta en particular a las reservas probadas, donde generalmente ya se han cubierto los costos de exploración y, en muchos casos, construido infraestructura para su explotación, lo que ha conllevado inversiones considerables. Más generalmente, los proyectos petroleros en producción en la actualidad presentan distintos

niveles de costos variables de extracción. Aquellos con menores costos serán más renuentes a detener su producción ante políticas de disminución de las emisiones, como los precios al carbono y la reducción de la demanda. En última instancia, el ritmo al que descienda la explotación de fósiles dependerá en buena medida de la evolución de los precios de la energía y de los costos de esos proyectos.

Cuadro 5.1

Reservas de petróleo en 2021 por países

País	Petróleo				Gas natural			
	Yacimientos convencionales, reservas probadas		Yacimientos no convencionales, recursos recuperables		Yacimientos convencionales, reservas probadas		Yacimientos no convencionales, recursos recuperables	
	EJ	Años de consumo	EJ	Años de consumo	EJ	Años de consumo	EJ	Años de consumo
Venezuela	1.857	3.157	82,0	48	207	197	170	179
Brasil	81,6	19	32,4	138	14	10	250	368
Guyana	55,1	1.594			14	341.664		
México	37,4	12			11	3		
Argentina	17,3	18	165	155	15	8	817	1.619
Colombia	11,1	14	41,6	33	3	7	56	26
Ecuador	8,2	16			0	6		
Perú	1,5	3			10	31		
Trinidad y Tobago	1,3	219			11	17		
Bolivia	1,2	8	3,7	1	9	56	37	6
Cuba	0,8	2			3	79		
Surinam	0,5	20						
Guatemala	0,5	3			7	718.663		
Chile	0,1	0	14,1	10	0	1	49	11
Belice	0,0	5						
Barbados	0,0	1			0	5		
TOTAL	2.074	158	365	29	304	31	1.457	133
TOTAL s. VEN	217	18,4	283	22	97	9	1.287	123

Nota: El cuadro presenta las reservas probadas, probables y posibles, expresadas en exajulios (EJ), para los países de ALyC con información disponible en 2021. Los datos de yacimientos no convencionales corresponden a recursos técnicamente recuperables. En el caso de las reservas probadas de yacimientos convencionales, "años de consumo" representan la disponibilidad, medida en años, que dichas reservas pueden cubrir de acuerdo con el ritmo de consumo doméstico actual. No incluye recursos no convencionales no contabilizados como reservas. Los países no mostrados reportan reservas nulas del recurso.

Fuente: Elaboración propia con datos de OLADE (2023c) y EIA (2013) para recursos no convencionales.



La elevada disponibilidad de recursos de gas natural en la región puede contribuir a la reducción de las emisiones domésticas y globales en el corto plazo

Finalmente, los cambios tecnológicos pueden tener efectos inciertos sobre la evolución de la producción, puesto que pueden tanto mejorar la

competitividad de las energías alternativas como reducir los costos de producción de los combustibles fósiles. Así, en ausencia de un *boom de las* tecnologías de bajas emisiones y de una política global de precios al carbono, la sustitución por fuentes renovables requerirá de medidas de política decisivas, en la forma de regulaciones ambientales, cambios en los incentivos al sector privado, a través de impuestos y subsidios, o inversión pública directa (Borenstein y Kellogg, 2021).

Combustibles de origen agropecuario, forestal y de desechos

Entre los recursos energéticos más antiguos con que cuenta la humanidad se encuentran los combustibles de origen animal y vegetal. Con ellos, las sociedades premodernas satisficieron sus necesidades energéticas, por ejemplo, de iluminación y calor para el ambiente y la preparación de alimentos. Estos combustibles incluyen, por supuesto, la leña, pero también los desechos, como el estiércol seco, y productos derivados de animales, como el aceite de ballena. En la actualidad, esos usos tradicionales de los combustibles de origen animal y vegetal continúan existiendo (como se documenta en el capítulo 7), aunque se han incorporado nuevos productos de alta tecnología.

El avance tecnológico posibilitó el desarrollo de combustibles de gran calidad a partir de procesos de transformación de insumos de origen animal y vegetal. Estos se usan en gran escala en la actualidad como sustitutos y típicamente combinados con combustibles equivalentes de origen fósil. Dos ejemplos destacados son el biodiésel (mezclado con el diésel fósil) y el etanol (en general, junto con gasolina, aunque, en países concretos, como Brasil, se usa en estado puro).

El conjunto de estos productos recibe la denominación convencional de biomasa e incluye los desechos animales y vegetales y el estiércol. Dentro de la biomasa, se suele usar el término biomasa tradicional para referirse a materias primas que se usan como combustibles sin atravesar procesos de transformación industriales relevantes (por ejemplo, la leña), mientras que se llama biocombustibles a los obtenidos a partir de productos de origen animal y vegetal sometidos a procesos de transformación. El biodiésel y el etanol producidos en la actualidad son conocidos como biocombustibles de primera generación, término que designa a los que usan insumos alimentarios tradicionales para su producción. El etanol se obtiene principalmente a partir del almidón de maíz y del azúcar de caña. El biodiésel se produce sobre todo a partir de aceites vegetales provenientes de la soja, el sorgo o la palma aceitera.

Rol de la biomasa en la transición energética

La biomasa puede jugar un papel destacado en la descarbonización de los usos energéticos que requieren vectores combustibles. En el capítulo 3 se mostró que, en el momento de la combustión, estos productos generan emisiones de dióxido de carbono (CO₂) comparables a sus equivalentes de origen fósil: el carbón vegetal un poco más que el carbón mineral, el biodiésel y etanol en grado similar al diésel y la gasolina, etc. Sin embargo, en el caso de la biomasa, la totalidad del carbono emitido en el momento de la combustión debió ser retirado de la atmósfera poco tiempo antes por acción de la fotosíntesis. Estos combustibles serían considerados carbononeutrales si no se usaran insumos (fertilizantes, herbicidas, etc.) y energía con emisiones para la producción agropecuaria y la transformación a combustibles y si la escala temporal entre las emisiones de la combustión y la subsiguiente captura para la renovación del recurso fuera corta.



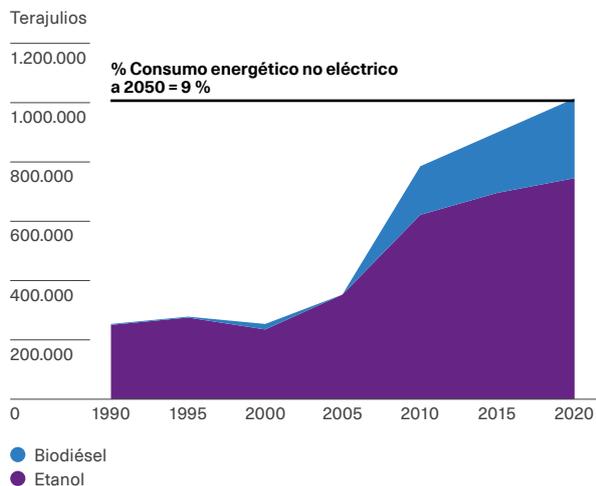
La biomasa puede jugar un papel destacado en la descarbonización de los usos energéticos que requieren combustibles

Dado el potencial agrícola que tiene América Latina y el Caribe, existe ya una industria madura alrededor de la producción de biocombustibles, apoyada por políticas públicas activas, en forma de regulaciones que imponen cortes mínimos obligatorios en los combustibles líquidos y subsidios agrícolas. Los objetivos de estas políticas exceden los ambientales, ya que persiguen otros fines, como brindar soporte en materia de precios a los productos agropecuarios y sustituir importaciones de combustibles. El gráfico 5.1 muestra el avance en la producción de biocombustibles en países seleccionados de la región.

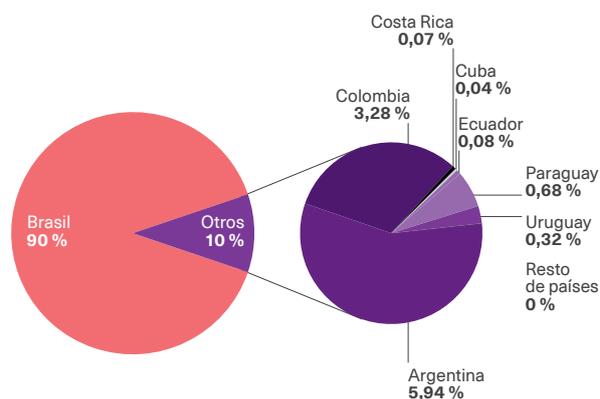
Gráfico 5.1

Producción de biocombustibles en América Latina y el Caribe

Panel A.
Producción de biocombustibles en el período 1990-2020



Panel B.
Composición de la producción de biocombustibles por países en 2020



Nota: El gráfico muestra la evolución de los biocombustibles de primera generación en el panel A y la composición del total de biocombustibles de primera generación por países de ALyC con información disponible en el panel B. Los países sin producción de etanol y biodiésel fueron agrupados en "resto de países". Se puede ver la lista de países que integran esta categoría en el apéndice del capítulo disponible en línea.

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

¿Aliados u obstáculos para la descarbonización?

Los biocombustibles de primera generación enfrentan un conjunto de desafíos ambientales que deben ser resueltos para que puedan apoyar la transición energética. El problema radica en que utilizan como insumo materias primas que compiten con el uso para alimentos. Es decir, suponen una demanda de uso del suelo adicional a la que debe atender los requerimientos alimenticios y de materiales y fibras que se consumen en el mundo. Este requerimiento de espacio se manifiesta como un aumento en el precio de los alimentos y un incentivo a continuar incorporando tierras naturales a la producción agrícola. La demanda creciente de suelo cultivable puede afectar severamente la evaluación de la intensidad de carbono durante el ciclo de vida de los biocombustibles. De hecho, modelos de evaluación integrada (MEI) muestran que, para el caso del transporte liviano, la cantidad de hectáreas de suelo necesarias para producir biocombustibles suficientes a fin de recorrer una distancia determinada con un vehículo de combustión interna es aproximadamente diez veces superior a las hectáreas requeridas de paneles solares para generar la electricidad que consumiría un vehículo equivalente de propulsión eléctrica (Van De Ven et al., 2021).

Cuando los insumos alimentarios usados para la obtención de biocombustibles se producen en tierras que se encontraban en estado natural, por ejemplo, albergando bosques, se liberan emisiones por causa de la deforestación y la pérdida de carbono en el suelo. Esto da lugar a una “deuda de carbono” que varía de acuerdo con el ecosistema donde ocurrió este cambio en el uso del suelo. Además de la competencia por el suelo cultivable, los biocombustibles típicamente requieren del uso intensivo de insumos agrícolas —fertilizantes, herbicidas e insecticidas— cuya producción es intensiva en carbono y que son nocivos para el aire y las cuencas de agua locales. Una vez consideradas las emisiones que el cambio en el uso del suelo genera, los sucesivos ciclos de cosechas resultan en una captura neta de carbono durante el crecimiento de los cultivos, seguida de una nueva liberación por la combustión y uso de los biocombustibles obtenidos.

El reemplazo de combustibles de origen fósil por estos productos resulta en emisiones evitadas que, con el tiempo, permiten cancelar dicha deuda.



Cuando los insumos usados para producir biocombustibles provienen de áreas que albergaban bosques, se liberan emisiones por causa de la deforestación y la pérdida de carbono en el suelo

Fargione et al. (2008) estiman el tiempo de repago de la deuda de carbono para los diversos cultivos que se usan en la producción de biocombustibles y los ecosistemas donde se introducen. Para calcularlo, consideran la productividad agropecuaria, el contenido de carbono en el ecosistema antes de cambiar el uso del suelo y la fracción de calorías de la producción que son destinadas a la generación de energía respecto a los coproductos (por ejemplo, en el caso del maíz, los remanentes, luego de extraído el almidón, son destinados a la alimentación de ganado). El análisis estima que el tiempo de repago de la deuda de carbono para bosques tropicales supera los 80 años, alcanzando máximos por encima de los 400 años. En el caso de ecosistemas de pastizales y matorrales, por ejemplo, el tiempo de repago muestra valores desde 17 años hasta 93 años. Lark et al. (2021) estudian el impacto del estándar de combustibles renovables (RFS, por sus siglas en inglés) adoptado en Estados Unidos para las emisiones de GEI. En ese trabajo estiman que, debido a los cambios en el uso del suelo y la utilización de fertilizantes nitrogenados, las emisiones del ciclo de vida del etanol de maíz en un horizonte de 30 años son un 24 % superiores a las de la gasolina de ese país⁶.

Incluso cuando puede determinarse con certeza que el origen de los insumos usados para la producción de biocombustibles proviene de parcelas que ya se

⁶ Otra implicancia de la deuda de carbono descrita se refiere al distinto perfil temporal de las emisiones en el caso de reemplazar combustibles de origen fósil por biocombustibles. La mayor parte de las emisiones asociadas a los biocombustibles de primera generación ocurren en el momento del cambio de uso de suelo, con la deforestación, con frecuencia llevada a cabo mediante incendios forestales (Brassiolo et al., 2023). Esto acentúa el pico de concentración de GEI en la atmósfera en el corto plazo y el sobrecalentamiento temporario del planeta.

encontraban afectadas a actividades agropecuarias, es posible que la producción de biocombustibles resulte en conversión del uso del suelo en otras regiones dentro o fuera del país considerado. Esto se conoce como cambio en el uso del suelo indirecto. En estos casos, establecer la carbonoefectividad de producir esos biocombustibles tiene la dificultad añadida de requerir la atribución de la deforestación y el cambio en el uso del suelo de otras regiones destinado a esta producción.

La proporción de productos agrícolas destinados a la elaboración de combustibles crece a un ritmo acelerado y alcanza hoy niveles elevados: un 35 % de la producción de maíz de Estados Unidos se emplea en la obtención de etanol para la integración al suministro de gasolina y el 9 % en el caso de Brasil. Estas consideraciones son muy relevantes para la región, donde se

observan actualmente tasas de deforestación alarmantes (Brassiolo et al., 2023). La deforestación explica el patrón distintivo de los GEI de la región, donde el 44 % de las emisiones totales durante el período 2015-2019 provinieron del sector de agricultura, silvicultura y usos de la tierra (ASOUT), bastante por encima del 15 % del promedio mundial (Minx et al., 2021).

Evaluar de manera adecuada el impacto en términos de emisiones del uso de biocombustibles es más desafiante que en el caso de los combustibles fósiles debido a la naturaleza difusa del cambio en el uso del suelo. Por ello, resulta clave que cada país defina estrategias consistentes en los sectores de energía y agrícola, y establezca regulaciones comprensivas de efectos indirectos y una implementación efectiva para evitar una ecuación de carbono negativa al reemplazar los combustibles fósiles.

Alternativas tecnológicas e instrumentos

El reemplazo de combustibles fósiles por biocombustibles puede resultar en una reducción de las emisiones cuando el incremento en la producción agrícola necesario puede ser alcanzado a través de aumentos en su productividad. Además, los biocombustibles pueden ser de bajas o nulas emisiones, particularmente en dos escenarios: el primero, cuando los insumos usados provienen de desechos forestales o agropecuarios que de otro modo no serían usados⁷; el segundo, cuando los insumos son producidos en tierras degradadas que no pueden dedicarse a la producción de alimentos usando cultivos energéticos específicos.



El reemplazo de combustibles fósiles por biocombustibles puede reducir las emisiones si la producción agrícola requerida se logra por aumentos en su productividad

Los biocombustibles de segunda generación o avanzados consisten en la utilización de procesos productivos que permiten ampliar los tipos de insumos y están típicamente enfocados en el procesamiento de celulosa y material leñoso. Esto permite aprovechar gran parte de los residuos forestales y agropecuarios, así como el componente orgánico de los residuos sólidos urbanos. Además, habilita el uso de cultivos no alimentarios, que pueden producirse en tierras degradadas y con bajos o nulos requerimientos de insumos y riego, entre los que se encuentran los cultivos herbáceos y leñosos. Los primeros son pastos perennes (es decir, que viven más de 2 años) que se cosechan anualmente, entre los que están el pasto varilla, el miscanto, el bambú y el sorgo dulce. Los cultivos leñosos de rotación corta son árboles de rápido crecimiento que se cosechan de 5 a 8 años después de ser plantados. Estos incluyen el álamo y el sauce híbridos y el arce plateado, entre otros. El recuadro 5.1 muestra las principales trayectorias de los combustibles basados en biomasa, desde el tipo de insumo usado hasta el proceso de transformación y los combustibles producidos.

⁷ En la actualidad, hay una producción de biodiésel de bajas emisiones a partir de aceites alimentarios previamente usados. El aceite vegetal usado puede ser transformado en biodiésel de manera similar al procesamiento de cultivos aceiteros. Sin embargo, su disponibilidad es limitada y requiere del establecimiento de costosas redes de recuperación de la industria alimentaria y de los restaurantes.

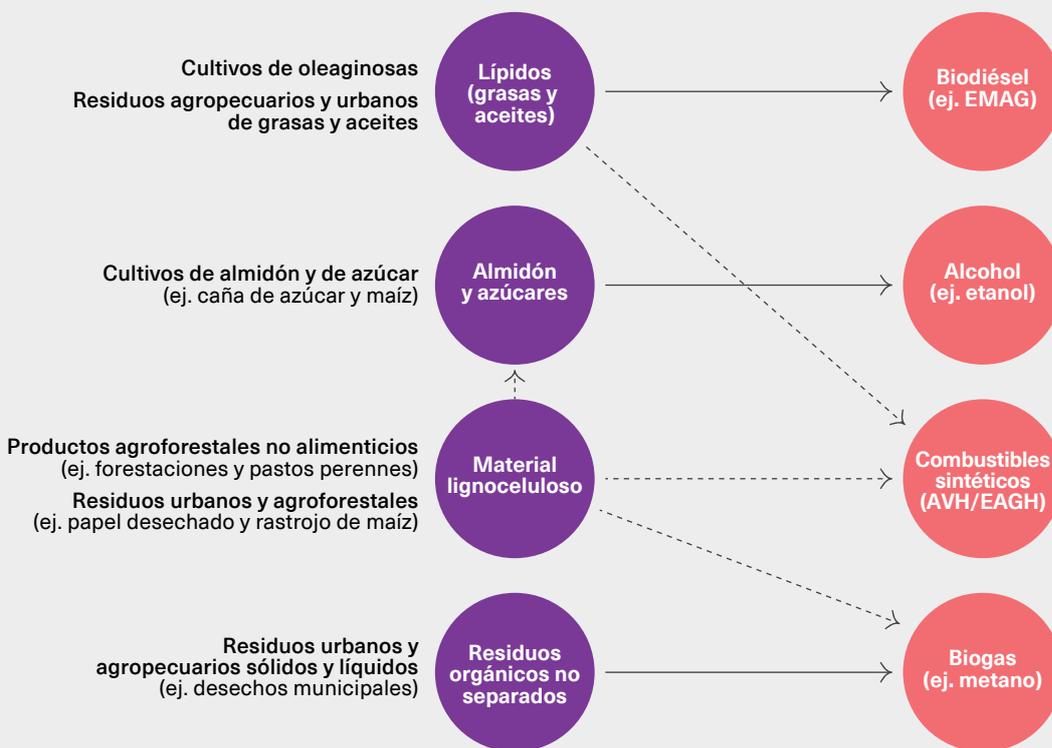
Recuadro 5.1

Desde la biomasa a los combustibles

Existen alternativas diversas para obtener combustibles a partir de insumos orgánicos, que se sintetizan en la figura 1. Una forma de clasificarlos, relevante para la transición energética, es según el origen, el tipo de insumo y el tipo de combustible obtenido.

El origen de los insumos puede estar en cultivos de alimentos, productos agropecuarios no alimentarios o desechos. A su vez, el tipo de insumo puede clasificarse en aceites o grasas (lípidos), azúcares y almidón, y material celuloso y leñoso. Los aceites y grasas pueden provenir de cultivos (principalmente soja, canola y palma aceitera) o de residuos de la industria alimentaria y restaurantes (como el aceite usado y la grasa animal). Los azúcares proceden de cultivos alimentarios, como la caña de azúcar o la remolacha, y el almidón, del maíz, el sorgo o las papas. Finalmente, los insumos leñosos y celulósicos provienen de residuos agrícolas (como el bagazo de caña de azúcar), de la industria forestal (virutas y aserrín de madera desechados de aserraderos), de la industria del papel o de cultivos dedicados de pastizales y forestaciones de crecimiento rápido.

Figura 1
Principales trayectorias para la producción de combustibles con biomasa



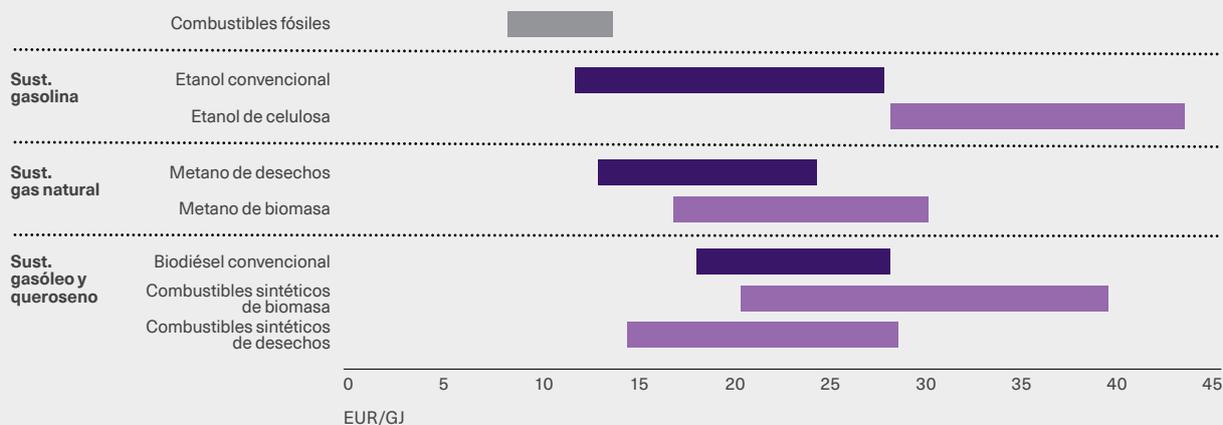
Nota: La figura muestra las principales trayectorias para la producción de combustibles de fuentes orgánicas, combinando la fuente de biomasa, el tipo de insumo y el producto final. Dependiendo del proceso de producción, ciertas moléculas, como los lípidos o las soluciones azucaradas, se extraen de la materia prima, mientras que, en los procesos de conversión más recientes, la materia lignocelulósica se utiliza directamente. EMAG designa al éster metílico de ácido graso; AVH/EAGH son los aceites vegetales hidrotratados, los ésteres y los ácidos grasos hidroprocesados.

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

Finalmente, el tipo de combustible obtenido puede ser metano o biogás, alcoholes, ésteres de ácidos grasos o biodiésel, y combustibles sintéticos. Un aspecto clave del tipo de combustible es en qué medida sustituye a los combustibles de origen fósil, sin requerir el reemplazo o adaptaciones en los equipamientos. El biometano, obtenido purificando el biogás, reemplaza completamente al gas natural. El biodiésel y los alcoholes, como el etanol, se usan en combinación con el diésel y la gasolina, respectivamente, sin requerir modificaciones en los motores, pero no pueden reemplazarlos completamente sin adaptaciones. Los combustibles sintéticos son combustibles químicamente equivalentes a los de origen fósil, por lo que sirven de reemplazo directo de estos. Estos son de central importancia en los casos donde existen pocas alternativas viables, como ocurre con el combustible para turbina de aviación.

La producción de los diversos combustibles involucra procesos de transformación químicos o biológicos variados, que resultan en distintos costos de producción. La figura 2 presenta rangos estimados de costos de producción para algunas de las trayectorias de producción de combustibles a partir de fuentes orgánicas. El conjunto de combustibles fósiles muestran rangos de costos que, en general, son marcadamente inferiores a los de origen orgánico.

Figura 2
Rangos de costos de producción de combustibles



Nota: La figura muestra rangos de costos estimados de producción según el tipo de combustible.

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

Entre los posibles reemplazos de la gasolina, el etanol convencional obtenido de cultivos alimenticios como la caña de azúcar o el maíz se muestra más económico que el obtenido de material lignoceluloso. Entre los sustitutos relevantes para el gasóleo y el queroseno, el biodiésel resulta en general más económico que el combustible sintético cuando ambos se obtienen a partir de cultivos alimenticios, aunque solo este último es capaz de reemplazar por completo al de origen fósil y ser usado en la aviación comercial. El combustible sintético puede ser más económico que el biodiésel convencional cuando se produce usando desechos lípidos (como el aceite vegetal usado), aunque estos están limitados por un suministro acotado.

Las trayectorias de combustibles representadas en la figura con barras de color violeta son centrales para la descarbonización de los combustibles, puesto que, o bien permiten ampliar el conjunto de insumos facilitando la incorporación de fuentes sostenibles, o resultan en sustitutos más cercanos a los combustibles fósiles en usos energéticos que requieren determinadas características.

Fuente: Elaboración propia con base en OCDE (2019) e AIE (2023k).



La Agencia Internacional de la Energía (AIE) propone una estrategia de gestión sostenible de la producción de biocombustibles basada en tres ejes. El primero de ellos consiste en la adopción, por parte de los Estados, de marcos regulatorios para la sostenibilidad de los combustibles. Estos establecen lineamientos precisos para la producción de biocombustibles de bajo impacto ambiental y carbononeutrales, que incluyen marcos de certificación con verificación independiente y abarcan la cadena de suministro y producción completa. Estos marcos permiten diferenciar a los combustibles de origen agropecuario de fuentes sostenibles (por ejemplo, sin deforestación asociada) de los restantes. Este es el prerrequisito que permite la adopción de incentivos adecuados para potenciar su producción y lograr una baja significativa de las emisiones.

La directiva de energía renovable (DER) adoptada por la Unión Europea (UE) es un ejemplo de marco regulatorio adecuado. Esta combina un objetivo ambicioso de participación de las energías renovables en la matriz energética, a la vez que incorpora regulaciones para evitar la deforestación asociada a estas energías dentro y fuera del territorio de la UE. En marzo de 2023, los países miembros acordaron elevar al 42,5 % la cuota objetivo de energías renovables en el consumo final para 2030. A su vez, la DER establece que, para lograr esa cuota, la participación de energías provenientes de cultivos alimentarios puede ser como máximo de 7 puntos porcentuales o un 1 % más que el nivel que representó en 2020 en cada país miembro⁸ (Consejo Europeo, 2023; Parlamento Europeo, 2023). En la región, Brasil adoptó el programa *RenovaBio*, cuyo principal instrumento es el establecimiento de metas nacionales anuales de descarbonización para el sector de los combustibles, de manera que incentive el aumento de la producción y la participación de los biocombustibles en la matriz energética de transporte del país (ANP, 2023; BioEconomía, 2020).

El segundo eje de la estrategia de la AIE es la adopción de políticas de demanda de biocombustibles consistentes con la trayectoria de reducción de las emisiones fijada como objetivo. Basándose en los marcos regulatorios, deben adoptarse objetivos concretos de participación de los biocombustibles sostenibles, junto a otros vectores carbononeutrales en el consumo energético, y establecer políticas de comando-y-control⁹ y de incentivos (precios al carbono, impuestos y subsidios) para alcanzarlos. Políticas que van en esa dirección y adoptadas de forma generalizada en la región son las cantidades mínimas de biocombustibles en los surtidores. Argentina, por ejemplo, ya cuenta con un corte mínimo de etanol en la gasolina y de biodiésel en el diésel del 12 % y el 5 %, respectivamente (Secretaría de Energía, 2022; Sigaudó, 2019). Brasil, además de la adopción de cuotas mínimas, cuenta con el expendio de etanol al consumidor final y el desarrollo, por parte de la industria automotriz, de vehículos con motores flexibles: motores de combustión interna que pueden funcionar con gasolina o alcohol.

El tercer eje corresponde a políticas que promueven la innovación, especialmente para biocombustibles basados en residuos y con menos emisiones de GEI. Para lograr el ambicioso objetivo de cero emisiones netas se requiere el crecimiento tanto de combustibles basados en residuos como de aquellos provenientes de cultivos dedicados que puedan producirse en tierras degradadas. Las políticas necesarias incluyen medidas de reducción de los riesgos como garantías de los préstamos y cuotas obligatorias de uso de biocombustibles avanzados. El Parlamento Europeo, por ejemplo, adoptó formalmente en julio de 2022 objetivos de mezcla de combustibles de aviación sostenibles (SAF, por sus siglas en inglés) para expandir el mercado de estos productos.

8 Se aplica el valor más bajo de los dos.

9 Este término se refiere a la adopción y monitoreo de leyes y normativas que fijan límites permisibles y penalidades en caso de infracción; por tanto, se basan en mecanismos de coerción y sanción.

Hidrógeno como vector energético

Otro conjunto de alternativas de combustibles bajos en emisiones son el gas de hidrógeno (H_2) y sus derivados. El gas de hidrógeno (al que, en adelante, se hará referencia como hidrógeno) está compuesto por dos átomos de hidrógeno, que es el elemento más ligero y abundante del universo. Sin embargo, casi no se encuentra en la Tierra en forma de gas en estado natural, sino que se presenta mayoritariamente en forma de agua (H_2O). Además, es un componente central de los hidrocarburos y los compuestos orgánicos.

El hidrógeno es un producto energético versátil que puede utilizarse como combustible o transformarse en electricidad en el momento de su uso mediante un proceso electroquímico, a través de lo que se conoce como pila de combustible¹⁰. Sus propiedades como combustible son similares a las del gas natural, aunque tiene una temperatura de combustión algo superior (1.085 °C frente a los 1.003 °C para el metano) y mayor flamabilidad (mayor velocidad y rango térmico de ignición) (Pacific Northwest National Laboratory, 2023). A presión y temperaturas estándar, el hidrógeno tiene una densidad energética por unidad de peso (densidad gravimétrica) muy elevada, más del doble que la del gas natural. Sin embargo, requiere el triple de volumen que el gas natural para albergar la misma cantidad de energía. Esta baja densidad por unidad de volumen hace que su transporte, almacenamiento y uso presente grandes desafíos. Además, al tratarse de la molécula más liviana existente, resulta difícil evitar fugas por la porosidad de los medios de transporte y almacenamiento.

La gran ventaja del hidrógeno se encuentra en que no emite GEI en el momento de ser usado. De hecho, de no mediar impurezas en el insumo de hidrógeno empleado, su utilización en celdas de combustible o su combustión resulta únicamente en emisiones de agua en forma de vapor. También puede emitir óxidos nitrosos, pero esto es evitable mediante

estándares de combustión controlada (Lewis, 2021). Además de las implicaciones de su uso para la mitigación del cambio climático, el hidrógeno no libera los contaminantes locales del aire asociados a la quema de combustibles líquidos de origen fósil, que son nocivos para la salud humana y los ecosistemas (AIE, 2021c; Popa et al., 2015; Staffell et al., 2019; Wang et al., 2023).



La gran ventaja del hidrógeno se encuentra en que no emite GEI en el momento de ser usado

Actualmente, el hidrógeno se produce mediante distintos procesos, según los tipos de compuestos usados. Puede obtenerse a partir del agua, de insumos fósiles (los hidrocarburos, por definición, están compuestos por átomos de carbono y de hidrógeno) o de insumos orgánicos derivados de la biomasa. El hidrógeno se suele caracterizar por un color según el insumo de origen y el proceso a través del cual se obtiene (ver el recuadro 5.2).

Entre las tecnologías de producción a partir de fuentes fósiles se encuentra el reformado con vapor, principalmente usando gas natural como insumo (también aplicado sobre combustibles líquidos), y la gasificación de carbón. Estos son los modos de obtención de la mayoría del hidrógeno que se produce actualmente. Ambos procesos involucran la separación del insumo en sus componentes de hidrógeno y carbono, para lo que se necesitan temperaturas elevadas. Es decir que involucran emisiones tanto debido a la energía que requiere el proceso como por la liberación del carbono que se disocia del hidrógeno¹¹ (IEAGHG, 2017).

10 La pila o celda de combustible es un dispositivo que entrega electricidad a partir de una reacción química, de modo similar a una batería. Se diferencia de esta en que la pila de combustible usa un suministro externo de reactivos (en este caso, de hidrógeno y aire del ambiente), mientras que las baterías llevan almacenados todos los reactivos necesarios.

11 El reformado con vapor usando gas natural puede describirse en dos etapas: 1) la producción de vapor de alta temperatura, que requiere alguna fuente de energía; 2) el propio reformado, donde una mezcla de vapor y gas natural se expone a elevadas temperaturas. Ese proceso hace que el hidrógeno proveniente del agua y del metano se liberen como gas de hidrógeno (H_2) y que el oxígeno del agua se combine con el carbono del metano en forma de CO_2 . Como la fuente de calor para producir el vapor y calentar el reformador típicamente se obtiene con combustibles, el proceso involucra emisiones de la combustión y del propio reformado.

Recuadro 5.2

Clasificación del hidrógeno según el proceso productivo

En la actualidad, existen diversas formas de producir hidrógeno, aunque muchas de ellas distan de ser limpias. Para ayudar a identificar el impacto ambiental asociado al origen del hidrógeno se adoptó una clasificación de colores (AIE, 2019c).

Cuadro 1
Colores del hidrógeno

Marrón	Gasificación de carbón
Gris	Electrólisis de agua alimentada por generación fósil
	Reformado con vapor de metano
Blanco	Subproducto de procesos industriales
Azul	Gasificación de carbón con CUAC
	Reformado con vapor de metano con CUAC
Turquesa	Pirólisis de metano
Amarillo	Electrólisis de agua alimentada por generación nuclear
Verde	Reformado con vapor de biogás
	Gasificación o fermentación de biomasa
	Electrólisis de agua alimentada por generación renovable

Nota: La figura muestra la clasificación de los tipos de hidrógeno según su proceso de producción u origen. CUAC se refiere a la captura, utilización y almacenamiento de carbono.

Fuente: Elaboración propia con base en AIE (2023p, 2023t).

El hidrógeno marrón proviene del proceso de gasificación del carbón mineral y es el que lleva asociadas mayores emisiones de GEI.

Se considera gris al hidrógeno producido por reformado con vapor de gas natural, que representa en la actualidad el grueso de la producción de hidrógeno —alcanzando el 90 % del total producido en América Latina y el Caribe (AIE, 2023l)— y al generado con electrólisis, usando insumos de origen fósil. Ambos muestran perfiles de emisiones similares.

El azul se refiere al hidrógeno de origen fósil, pero con captura de carbono, que logra reducir significativamente su perfil de emisiones.

El blanco es el hidrógeno obtenido como subproducto de procesos industriales. Este es el caso de la producción de cloro (Bazzanella y Ausfelder, 2017).

El turquesa se obtiene mediante un proceso de pirólisis de metano, en el que, si bien el insumo es de origen fósil, no produce emisiones de CO₂, sino carbono sólido. Este subproducto muestra gran estabilidad en la oxidación y, por ende, implica secuestro de carbono por un largo plazo. El insumo usado, sin embargo, puede estar propenso a las emisiones fugitivas, que son prevalentes en la producción y transporte de gas natural.

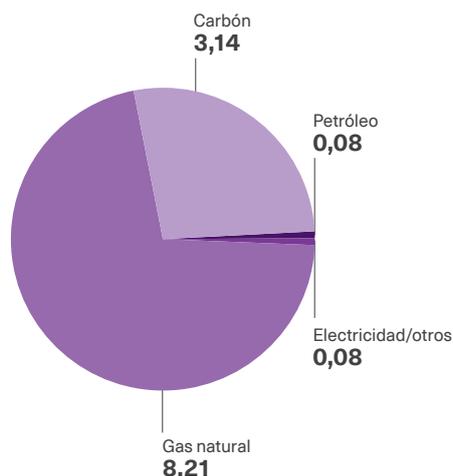
El amarillo es producido mediante electrólisis proveniente de la generación nuclear y, aunque no produce emisiones de GEI, está sujeto a impactos y riesgos ambientales.

Finalmente, el verde es el de menor impacto ambiental asociado, puesto que se produce con electrólisis alimentada por generación renovable y a partir de carbono orgánico. En este último caso, el proceso implica emisiones negativas cuando los insumos orgánicos son sostenibles (Hafner y Luciani, 2022).

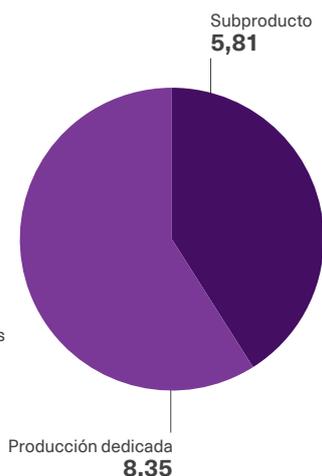
Gráfico 5.2

Fuentes y usos del hidrógeno

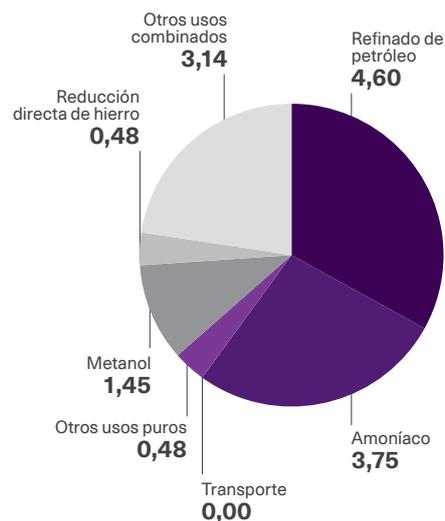
Panel A.
Insumos para producción dedicada



Panel B.
Producción total



Panel C.
Demanda



Nota: El gráfico muestra la cadena de valor del hidrógeno en 2019 a nivel global en exajulios (EJ), desde su producción hasta su demanda. Las categorías indicadas con tonos de gris refieren a usos del hidrógeno en combinación con otros gases, como el monóxido de carbono. La categoría "otros usos puros" corresponde a las industrias químicas, metalúrgica, electrónica y vidriera; la categoría "otros usos combinados" incluyen la generación de calor a partir de los gases derivados de las siderúrgicas y de los craqueadores de vapor.

Fuente: Traducido de AIE (2019c).

La segunda alternativa consiste en el uso de insumos de fuentes orgánicas. Es posible aplicar procesos similares a la gasificación del carbón y el reformado del gas o los combustibles líquidos para la gasificación de la leña y la celulosa proveniente de desechos o cultivos dedicados, producidos en tierras degradadas, así como para el reformado de biogás, producido por la descomposición de residuos. El hidrógeno se clasifica como verde cuando el insumo es obtenido de manera sostenible (por ejemplo, sin deforestación) debido a que el carbono emitido en el momento de su producción fue capturado previamente por la biomasa.

La tercera alternativa es la producción de hidrógeno por electrólisis de agua. En este proceso se expone el agua a un campo eléctrico, separando el hidrógeno del oxígeno. Este proceso es libre de emisiones, pero tiene un elevado requerimiento de electricidad y pérdidas energéticas considerables en la transformación de electricidad a gas¹². La fuente con la que se genera la electricidad determina si el hidrógeno está acompañado de emisiones (por ejemplo, hidrógeno gris, cuando la electricidad se genera con combustibles fósiles) o no (hidrógeno verde, cuando la electricidad se genera con energías renovables)¹³.

¹² Si todo el hidrógeno consumido en la actualidad (94 MtH₂) se produjera a partir de electrólisis, se requerirían 1,37 EJ, cerca de un 30 % de la generación eléctrica anual de ALyC (AIE, 2019c, 2021c).

¹³ Además, tiene importantes requerimientos de agua, a razón de 9 kilogramos (kg) por kg de hidrógeno producido. Esto es importante para los proyectos que consideran producirlo en emplazamientos óptimos para la generación solar, como los desiertos, por su buena irradiación y bajos costos del suelo. Cuando el agua usada como insumo no es pura, el proceso tiende a producir sustancias tóxicas, como el hipoclorito de sodio (comúnmente conocido como cloro). Para evitar la contaminación por efluentes o emisiones, deben incorporarse procesos adicionales de purificación previa o separación posterior, que incrementan los costos de producción.

La producción y las aplicaciones del hidrógeno se realizan a gran escala desde la década de 1950, puesto que su demanda fue liderada por la obtención de amoníaco para la elaboración de fertilizantes. Además de su uso para el amoníaco, la principal aplicación del hidrógeno es como insumo en el refinamiento del petróleo. El uso energético del hidrógeno es también habitual en el sector industrial, puesto que suele ser un subproducto en la

fabricación del cloro, aprovechado, en ocasiones, en el mismo sitio. Actualmente, la producción dedicada del hidrógeno (es decir, no como subproducto) se hace casi en su totalidad a partir de insumos de origen fósil, principalmente mediante el proceso de reformado de gas natural y la gasificación del carbón mineral. Estos insumos representan más del 98 % de la producción dedicada y el 60 % del total (AIE, 2019c) (ver el gráfico 5.2).

Rol del hidrógeno en la transición energética

Cuando se obtienen con bajas emisiones, el hidrógeno y sus derivados pueden desempeñar un rol importante en la transición energética, principalmente en dos dimensiones. La primera dimensión es brindar flexibilidad al suministro de energía a medida que se incrementa la participación de la energía solar, eólica y de otras renovables no convencionales. Estas fuentes de generación producen energía en el momento y el lugar donde el recurso natural está presente. A medida que crezca su participación en la generación de electricidad, serán cada vez más frecuentes los momentos y lugares con excedentes o faltantes de generación eléctrica. Las alternativas para administrar el momento y el lugar geográfico donde se produce la energía son limitadas, y son pocas las opciones para brindar respuesta a las necesidades de la demanda.



El hidrógeno y sus derivados pueden desempeñar un rol importante, dotando de flexibilidad al suministro de energía y reemplazando los combustibles de origen fósil

El hidrógeno permitiría ese desajuste entre generación y consumo. Los excedentes temporarios de generación eléctrica solar y eólica pueden utilizarse en el mismo sitio donde se cuenta con las mejores condiciones naturales para producir hidrógeno, almacenarlo y transportarlo hacia el lugar

y momento donde se requiera su consumo¹⁴. Esa entrega energética al momento del consumo puede darse a través de la generación de electricidad para ser inyectada a la red eléctrica, de una distribución de hidrógeno a los usuarios finales para atender consumos eléctricos instantáneamente, como los vehículos eléctricos de pila de combustible (FCEV, por sus siglas en inglés), o mantenerse como vector para usos que requieran combustión (ver la siguiente dimensión).

La segunda dimensión es el reemplazo de los combustibles de origen fósil para satisfacer los usos energéticos que son mejor atendidos por combustión, sin producir emisiones de carbono. Este es el caso de los procesos industriales que requieren una elevada demanda térmica. El hidrógeno puede permitir descarbonizar la producción de acero, responsable actualmente de alrededor del 9 % de las emisiones globales, permitiendo el reemplazo del carbón en la reducción directa de mineral de hierro (Kurrer, 2020). En la industria del cemento, puede ayudar a reducir el uso de clínker, responsable de la mayor parte de las emisiones del proceso de producción (ver el capítulo 6). Además, el hidrógeno puede descarbonizar el transporte de larga distancia, como el de cargas carretero, mediante el uso de celdas de combustible, y el aéreo, a través de combustibles derivados del hidrógeno de mayor densidad energética, incluyendo el uso de amoníaco y de combustible de aviación sintético (AIE, 2023i; Kapat y Otto, 2022).

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

Las alternativas para producir hidrógeno de emisiones bajas o nulas pueden agruparse en tres: 1) integración de la captura y el almacenamiento de carbono con la producción; es decir, pasar del hidrógeno marrón o gris al hidrógeno azul (ver el recuadro 5.2); 2) la producción de hidrógeno por electrólisis de agua con electricidad generada a partir de fuentes renovables (hidrógeno verde, amarillo); y 3) el uso de insumos de fuentes orgánicas sostenibles, incorporando captura de carbono (hidrógeno verde).

El proceso de integración de la captura y el almacenamiento de carbono en los procesos tradicionales de producción de hidrógeno a partir de combustibles fósiles tiene la ventaja de que se aplica sobre tecnologías maduras y competitivas, ya desplegadas en escala. Sin embargo, la captura de carbono es aún costosa y requiere de infraestructura de transporte y sitios de almacenamiento para el CO₂ capturado. A su vez, el almacenamiento está aún sujeto a incertidumbres y costos elevados.

Por su parte, el costo actual de la producción de hidrógeno por electrólisis supera al costo de producirlo por reformado de metano y gasificación de carbón con captura de carbono, incluso en escenarios de precios bajos de la electricidad (AIE, 2020b). A esto debe sumarse que el hidrógeno producido debe usar electricidad de bajas emisiones, como la energía solar, eólica o hidráulica. Este es claramente el caso cuando la instalación de la planta de electrólisis se realiza en conjunto con la instalación de capacidad de generación renovable (planta dedicada). Cuando la planta de electrólisis se alimenta de la red eléctrica,

no es posible atribuir directamente la fuente utilizada para generar la electricidad que insume. Sin embargo, puede considerarse bajo en emisiones cuando el generador marginal de electricidad, aquel que es incorporado al despacho eléctrico para atender el incremento en el consumo del momento, tiene emisiones nulas. De hecho, a medida que se incorpora más capacidad de generación de fuentes renovables no convencionales, son frecuentes los momentos en los que la capacidad de producción de las fuentes solar y eólica superan a la demanda.

Por último, las tecnologías que utilizan insumos de fuentes orgánicas sostenibles son promisorias, porque dichas fuentes implican una captura previa de carbono atmosférico. De otro modo, en su mayoría hubiera resultado en emisiones por descomposición de la materia orgánica en los lugares de desecho de los residuos. Si se obtiene hidrógeno a partir de biomasa sostenible y desechos sin incorporar captura de carbono, el proceso puede considerarse carbono-neutral, mientras que, si captura carbono, el resultado es una absorción neta de CO₂ de la atmósfera.

Estas tecnologías enfrentan limitaciones técnicas asociadas a que la biomasa, el insumo portador de hidrógeno, viene acompañada de múltiples compuestos e impurezas que afectan el funcionamiento de los catalizadores y reformadores. Hasta la fecha, la viabilidad económica depende de contar con insumos de carbono de bajos costos, como los desechos, y, por ende, está limitada por la disponibilidad de estos insumos (AIE, 2020b).

Barreras y soluciones¹⁵

Para que el hidrógeno pueda cumplir los roles que se requieren en el contexto de la transición energética (portador de energía, para dissociar la producción del consumo y como vector energético combustible capaz de obtener altas temperaturas y realizar procesos industriales), en primer lugar, deben lograrse escalas de producción relevantes a partir de las fuentes limpias que se discutieron anteriormente.

Ello requiere elevadas inversiones en capacidad de electrólisis y, a la vez, conlleva una gran demanda de electricidad verde. Además, debe superar la barrera de la dificultad de transporte que deriva de su baja densidad energética por unidad de volumen. Esto tiene importantes implicancias para la infraestructura de transporte y distribución requerida y para los costos a los usuarios finales.

¹⁵ Elaborado con base en ACER (2021) y AIE (2019c, 2020b).



Para que el hidrógeno pueda acompañar la transición energética, deben lograrse escalas de producción relevantes a partir de fuentes limpias

De manera similar al gas natural, el transporte a gran escala de hidrógeno es factible a través de ductos. Esto puede hacerse bien mediante la construcción de redes de transporte y distribución dedicadas, bien con la reasignación de redes existentes de gas natural para el transporte de hidrógeno o el transporte conjunto de hidrógeno y gas natural. Sin embargo, el transporte de hidrógeno por ductos presenta algunas dificultades respecto al gas natural debido a que puede reducir la vida útil de las tuberías de acero. Bajo ciertas condiciones, el hidrógeno reacciona con el acero causando porosidad y fragilidad, especialmente cuando existen fisuras previas y en los puntos de unión de las tuberías, lo que se conoce como fragilización por hidrógeno.

La inyección de hidrógeno en las redes de gas natural en proporciones bajas (hasta el 3 %) puede hacerse sin dificultades y sin requerir modificaciones en las redes ni en los equipamientos actuales, e incrementarse paulatinamente, acompañándola de adecuaciones (Melaina et al., 2013). De hecho, la introducción de cupos de hidrógeno en los despachos de gas es reconocida como una política valiosa para impulsar la demanda de hidrógeno y promover la reducción de costos por economías de escala. Sin embargo, esta alternativa reduce el valor relativo del hidrógeno, puesto que descarta usos valiosos que requieren alta pureza, como en celdas de combustible de hidrógeno y para fines industriales.

Por otro lado, la reasignación de redes de gas natural para el transporte de hidrógeno es reconocida como una alternativa promisoriosa y costoefectiva en el largo plazo. Para ello, se requieren adecuaciones en la infraestructura existente, como la introducción de recubrimientos interiores en gasoductos, el monitoreo interno del estado de las cañerías y la adecuación de compresores y válvulas para la mayor presión requerida en el transporte de hidrógeno, entre otros.

En el corto plazo, esta estrategia debe valerse de redundancias existentes en las redes de transporte y distribución de gas natural, como, por ejemplo, exceso de capacidad en dos gasoductos paralelos. Sin embargo, en el largo plazo, los escenarios más optimistas de hidrógeno estiman que, a modo de ejemplo, en la Unión Europea, la capacidad total de la red de ductos necesaria será mucho menor que la actualmente existente de gas natural. Lo anterior apunta a que la readecuación de infraestructura eficiente es una estrategia promisoriosa a medida que se reduce la participación del gas natural en países que ya poseen redes de transporte (Agora Energiewende y AFRY Management Consulting, 2021).

Para que el hidrógeno pueda asumir el rol destacado de disociar la generación eléctrica del consumo, se necesitan soluciones de almacenamiento a gran escala con capacidad suficiente para arbitrar desajustes temporales y regionales. Sin embargo, su baja densidad volumétrica es un desafío. Una alternativa para el almacenamiento de hidrógeno en gran escala y por lapsos prolongados es el almacenamiento geológico. Los depósitos pueden ser cuevas subterráneas de sal, yacimientos de petróleo y gas agotados y cavernas acuíferas. Actualmente, solo las cavernas de sal son una solución demostrada para el almacenamiento de hidrógeno sin pérdidas ni contaminación con impurezas, aunque su disponibilidad geográfica es limitada¹⁶.



Se necesitan soluciones de almacenamiento a gran escala con capacidad suficiente para arbitrar desajustes temporales y regionales

Las opciones actuales para el almacenamiento en pequeña escala y el transporte son el acopio en tanques de hidrógeno en forma de gas comprimido y en tanques criogénicos de hidrógeno en estado líquido. El almacenamiento en gas comprimido es una alternativa técnicamente viable, aunque, incluso a presiones elevadas de 700 bares (el triple de la presión habitualmente usada en sistemas de gas

¹⁶ Estos sitios de almacenamiento son muy conocidos y en uso actualmente para almacenar gas natural y petróleo sin refinar. De hecho, actualmente representan el 7 % de la capacidad mundial de almacenamiento de gas natural (U.S. Department of Transportation, 2021).

natural comprimido), la densidad energética por volumen es solo aproximadamente un 15 % comparada con la gasolina. El hidrógeno licuado es mucho más denso, pero presenta grandes desafíos técnicos, porque requiere temperaturas inferiores a -253°C (comparado con -162°C para el gas natural licuado). La licuefacción del hidrógeno es un proceso muy intensivo en el uso de energía, requiriendo hasta un tercio de su valor energético en el proceso. Además, necesita tanques de almacenamiento criogénico con propiedades de aislamiento térmico suficientes para minimizar las pérdidas por regasificación.

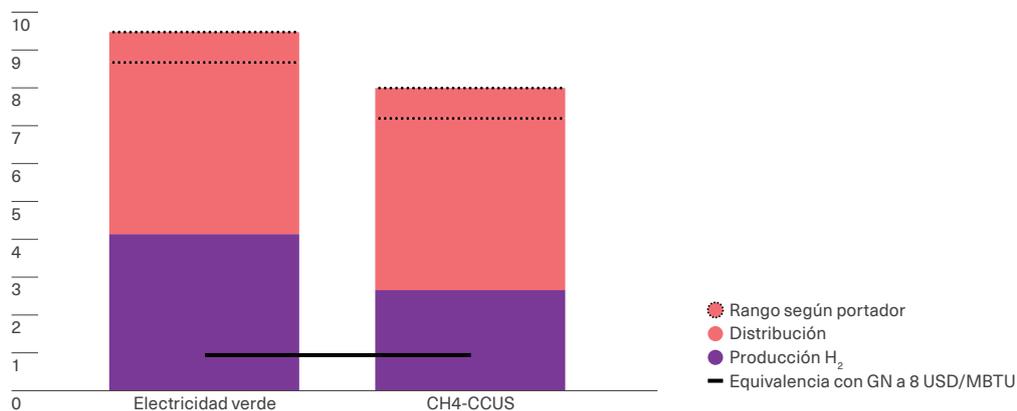
Otras soluciones para el almacenamiento y transporte consisten en integrar el hidrógeno en compuestos portadores de hidrógeno. Un portador de hidrógeno posible es el amoníaco, sustancia formada por hidrógeno y nitrógeno (NH_3). Este insumo se utiliza para la producción de fertilizantes, pero reviste creciente interés como portador energético, ya sea para su uso como combustible en sectores de difícil electrificación o como vehículo del hidrógeno, que posteriormente será reconvertido en sus constituyentes para recuperar hidrógeno puro. La ventaja

del amoníaco es que es mucho más sencillo licuarlo, para lo que se requiere enfriarlo a -33°C , temperatura que resulta fácil de obtener y mantener durante el transporte. Sin embargo, el proceso de producción del amoníaco y posterior reconversión a hidrógeno y nitrógeno también requiere de energía: entre el 7 % y el 18 % de la energía contenida en el hidrógeno en cada etapa.

Finalmente, los portadores orgánicos líquidos son compuestos que pueden absorber hidrógeno (proceso llamado hidrogenación o saturación) y liberarlo posteriormente. Estos portadores ofrecen la ventaja de tener una elevada densidad energética por volumen, aunque es un quinto respecto a la gasolina (Giese y Reiff-Stephan, 2021), y ser estables en forma líquida, sin requerir aislamiento para un amplio rango de condiciones ambientales. La desventaja de los portadores orgánicos es que, por lo general, son recursos no renovables de origen fósil, que deben retornar al sitio de producción del hidrógeno una vez que entregan este en destino, requiriendo un doble transporte.

Gráfico 5.3

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



Nota: El gráfico muestra costos estimados de producción doméstica (en color morado) y distribución (color rosado) de hidrógeno en la UE en 2030. Se muestran los costos en dólares por kilogramo (USD/kg) de H_2 para la producción a partir de gas natural con CUAC y de electricidad verde, asumiendo un costo del gas natural de 8 dólares por millones de unidades térmicas británicas (USD/MBTU) y un costo de la electricidad de 47 USD/MWH. El rectángulo punteado indica el rango de costos de transporte y distribución entre las alternativas de transporte de amoníaco, hidrógeno líquido y portador líquido orgánico de hidrógeno. La línea negra horizontal indica el valor de equivalencia en costos del hidrógeno con el gas natural.

Fuente: Elaboración propia con base en AIE (2019c, figuras 31 y 32).

El gráfico 5.3 presenta estimaciones de costos para la producción doméstica y el transporte y distribución del hidrógeno en la Unión Europea en 2030 (AIE, 2019c). Asumiendo que los insumos considerados cuestan 47 dólares por megavatio a la hora (USD/MWH) en electricidad y 8 dólares por millones de unidades térmicas británicas (USD/MBTU) en gas natural, la producción con base en gas natural incorporando captura y secuestro de carbono muestra un costo estimado de 2,7 USD/kg, un 36 % menores que la electrólisis. Adicionalmente, si el hidrógeno no es usado cerca del sitio de producción y debe atravesar etapas de transporte y distribución minorista, hay que sumar entre 4,5 y 5,3 USD/kg para las alternativas consideradas de transporte a través de la licuefacción de hidrógeno, la conversión a amonio y posterior re-conversión, y el uso de un portador líquido orgánico.

El gráfico muestra con línea punteada el valor de equivalencia en costos del hidrógeno con el gas natural, considerando el valor energético de ambos y el costo del gas mencionado, de 8 USD/MBTU. Bajo esta comparación, el hidrógeno se muestra aún poco competitivo, puesto que, en el escenario más auspicioso, de uso en el sitio de producción y con la alternativa más económica, conlleva costos que casi triplican a los del gas natural. Sin embargo, este análisis depende en gran medida del costo de los insumos usados. Por ejemplo, en el caso de poder aprovechar excedentes de generación de electricidad que de otra manera serían desechados, la producción por electrólisis podría mejorar la competitividad del hidrógeno de manera sustantiva y dotar de flexibilidad al sector.

Hidrógeno en América Latina y el Caribe

Actualmente el hidrógeno se produce a partir de gas natural (76 %) y de carbón (casi el 23 %), de modo que los procesos actuales para su obtención emiten GEI. Menos del 1 % de la producción actual de hidrógeno proviene de energías renovables o de combustibles fósiles con plantas equipadas con tecnologías de captura y almacenamiento de carbono. Al año 2019, el 90 % de la demanda de hidrógeno de la región se concentraba en Trinidad y Tobago (más del 40 % de la demanda total de H_2) y en las cinco economías más grandes: Argentina, Brasil, Chile, Colombia y México (Cont et al., 2022).



En la región, menos del 1 % de la producción actual de hidrógeno proviene de energías renovables o de combustibles fósiles con captura y almacenamiento de carbono

Como se mencionó anteriormente, la generación de hidrógeno verde en la actualidad es poco competitiva (Erbach y Jensen, 2021). En países de América Latina y el Caribe, se están desarrollando múltiples estrategias a nivel nacional¹⁷, y existe una cartera de más de 25 proyectos, varios de ellos a escala de gigavatios. Entre los mayores proyectos se encuentra el piloto Hychico, en la Patagonia de Argentina, donde se producen unas 52 toneladas de hidrógeno anuales (tH_2 /año) a partir de energía eólica. Este proyecto cuenta con el único sistema de tuberías de H_2 de América Latina (2,3 km). Por su parte, el proyecto piloto de Ad Astra Rocket, en Costa Rica, produce alrededor de 0,8 tH_2 /año a partir de energía solar y eólica. El H_2 se utiliza para propulsar el primer autobús de celda de combustible de la región, así como cuatro vehículos ligeros de celda de combustible. En Chile, la microrred de Cerro Pabellón, en el desierto de Atacama, es un proyecto piloto que utiliza energía solar para producir 10 tH_2 /año. El proyecto suministra electricidad gestionable de origen renovable para cubrir las necesidades de una microrred que presta servicio a una comunidad de más de 600 técnicos que trabajan en una planta geotérmica (AIE, 2021c).

17 En Chile (ya publicada); en Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia, Costa Rica, El Salvador, Panamá, Paraguay, Trinidad y Tobago y Uruguay (en preparación).

Para el caso de Chile, el H₂ también podría ofrecer una alternativa viable en segmentos con requisitos de potencia y tiempo de actividad muy elevados, incluidos los camiones mineros pesados. Como ejemplo puede mencionarse el caso de un programa iniciado por la Corporación de Fomento de la Producción en 2017, cuyo nombre describe su objetivo: “Desarrollo de sistema de combustión dual hidrógeno-diésel para camiones de extracción mineros” (OutletMinero, 2017).

De hecho, Chile tiene la ambición de producir y exportar el H₂ más competitivo del mundo a partir

de electricidad renovable para 2030, y muchos países de América Latina comparten las condiciones para desarrollar dichos procesos. En algunos de ellos, como Brasil, la disponibilidad de carbono biogénico de las instalaciones de producción de biocombustibles y bioelectricidad existentes también podría ayudar a producir y exportar combustibles sintéticos, que requieren tanto carbono como hidrógeno. Finalmente, existen tecnologías para la producción de H₂ bajo en carbono en estado de desarrollo, que deberán pasar por curvas de aprendizaje y reducciones considerables de costos para que se tornen competitivas.

La industria de los combustibles fósiles en la transición energética

Antes incluso de que un hogar o una empresa use un litro de gasolina (o un combustible fósil de cualquier tipo), este ya generó cuantiosas emisiones de GEI. A nivel global, la producción, el transporte y la transformación de petróleo, gas y carbón libera emisiones de aproximadamente 6,5 gigatoneladas de CO₂ equivalente (GtCO₂eq). Esto representa más del 12 % de las emisiones anuales de GEI en el mundo por todos los conceptos y el 17 % de las emisiones del ciclo de vida completo de los combustibles fósiles (AIE, 2023f; ETC, 2023b).

Las emisiones de los combustibles antes de su uso provienen de diferentes fuentes a lo largo de la cadena industrial. En primer lugar, la extracción de petróleo y gas requiere grandes cantidades de energía para alimentar las plataformas de perforación, las bombas y otros equipos utilizados en el proceso, así como para proporcionar calor. A su vez, la mayor parte del petróleo se refina antes de su uso, lo que requiere grandes cantidades de energía. El gas natural también se procesa para separar los líquidos del gas natural y eliminar impurezas. Además, el petróleo crudo, los productos derivados y el gas natural se transportan, a menudo a grandes distancias, tanto por oleoducto como por barco, otra fuente importante de emisiones de GEI.

● ●
A nivel global, la producción, el transporte y la transformación de petróleo, gas y carbón representa más del 12 % de las emisiones anuales de GEI por todos los conceptos

El gráfico 5.4 muestra las emisiones asociadas a los combustibles fósiles previas a su consumo, como porcentaje del consumo total doméstico y externo para cada país. Estas incluyen las emisiones directas asociadas al uso de energía en las diversas etapas de producción de los combustibles primarios y su transformación y las emisiones fugitivas de metano del sector fósil. Así, para el promedio de países mostrados, por cada 100 toneladas de CO₂ (tCO₂) emitidas en el momento de consumir los combustibles fósiles, se generaron previamente más de 29 tCO₂e adicionales en la producción, de las que aproximadamente la mitad corresponde a emisiones de metano resultantes del venteo o quema de gas natural no aprovechado o por fugas en los procesos de producción, transformación y transporte.



En el escenario de cero emisiones netas de la AIE, se proyectan reducciones del consumo de gas y petróleo del 17 % y de las emisiones asociadas a estos combustibles superiores al 50 % en 2030. La diferencia proviene de las medidas asociadas con la producción y el transporte de combustibles fósiles. Dichas medidas pueden agruparse en tres ámbitos: reducción de las emisiones de metano, aumento de la eficiencia en el uso de energía a través de mejores equipamientos y electrificación de la energía usada en los procesos.

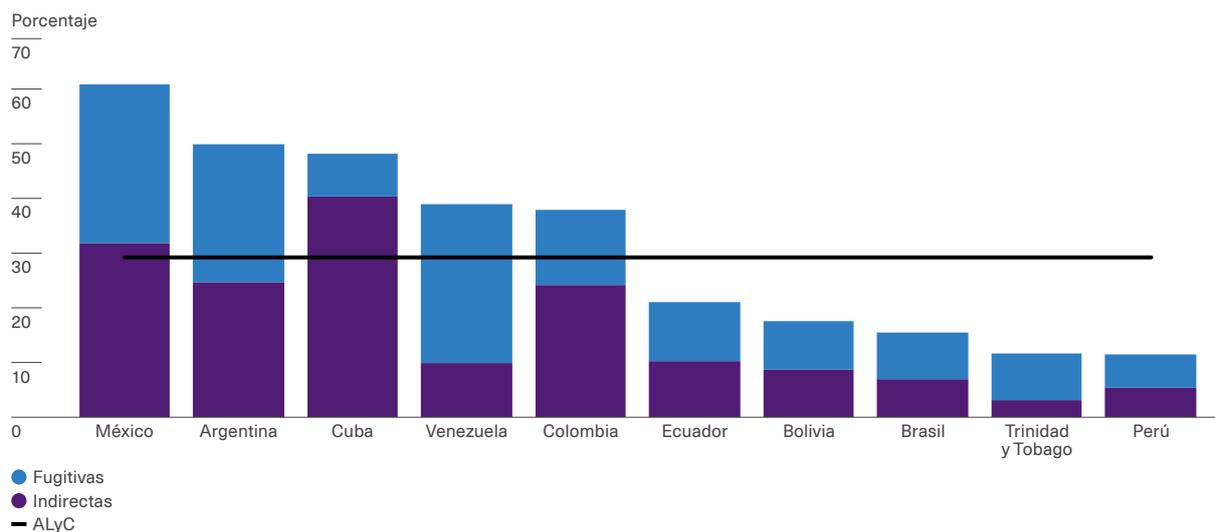
Según la AIE (2023f), el uso de equipamientos más eficientes podría ahorrar en torno al 30 % de la energía necesaria, con reducciones equivalentes en las emisiones. No obstante, la electrificación total permitiría disminuciones de las emisiones aún mayores, cercanas a tres cuartas partes de lo que se emite en la producción actualmente¹⁸. Se estima que más de

la mitad de la producción mundial de petróleo y gas se encuentra a menos de 10 km de una red eléctrica y el 75 % tiene lugar en una zona con buenos recursos eólicos o solares (AIE, 2023f), por lo que la energía en las instalaciones para exploración y producción (*upstream*) podría ser provista por la red de electricidad o incluso generarse con fuentes limpias de manera descentralizada para el caso de sitios remotos.

●●
En el escenario de cero emisiones netas de la AIE, se proyectan reducciones del consumo de gas y petróleo del 17 % y de las emisiones asociadas a estos combustibles superiores al 50 % en 2030

Gráfico 5.4

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



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

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

¹⁸ El resto abarca operaciones que no son factibles para la electrificación total, incluidas las que requieren cantidades sustanciales de calor, y las grandes emisiones de procesos (como las instalaciones para la conversión de carbón en combustibles líquidos). A su vez, los autores excluyen la producción que tiene lugar en zonas alejadas de las redes o con escasos recursos solares o eólicos (AIE, 2023f).

En el caso del carbón, el 85 % de las emisiones asociadas a la producción son emisiones de metano fugitivas y representan el 10 % de las emisiones de metano totales de las actividades humanas. Estas son muy difíciles de reducir mientras continúe la producción, puesto que el proceso involucra extraer, fracturar y separar el material que tiene atrapado metano y, por ende, su liberación. Un ámbito de política clave es eliminar las emisiones pasivas de metano en las minas que dejan de producir, por ejemplo, mediante la inundación y sellado de las subterráneas (ETC, 2023b).

La correcta disposición final de los yacimientos de petróleo y gas es también crucial para mitigar los impactos ambientales de la producción de recursos fósiles. De no realizarse, los sitios de producción abandonados pueden emitir metano y liberar productos nocivos para el ambiente, ya sea porque emergen desde el yacimiento o por exposición al ambiente de desechos remanentes de la producción. La Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos

estima que existen cerca de 3,7 millones de pozos petroleros abandonados (EPA, 2023b), de los cuales, aproximadamente el 60 % no cuenta con tratamiento de sellado para evitar derrames de metano y, en muchos casos, no tienen propietarios bien definidos. La correcta disposición final de estas explotaciones tiene un costo mediano estimado que supera los USD 70.000 por cada pozo (Raimi et al., 2021).

La disposición final adecuada de los yacimientos en desuso representa un costo relevante, aunque a menudo no contemplado en las políticas de transición energética. Cuando los yacimientos son abandonados por los operadores y no puede determinarse con certeza quienes fueron los propietarios y responsables de la operación (por ejemplo, en el caso de cierre de empresas, quiebras y estructuras complejas que involucran múltiples firmas), su desmantelamiento se torna una costosa carga para los Estados (son conocidos como activos huérfanos).

El rol del gas natural en la transición energética

De la discusión presentada en este capítulo se desprende que las alternativas tecnológicas para descarbonizar la demanda de combustibles todavía plantean grandes desafíos de viabilidad en la escala que se requiere. Al mismo tiempo, aún son poco competitivas en costos respecto a los combustibles fósiles que deben sustituir. En este contexto, un espacio de políticas promisorio para la reducción de las emisiones en el corto plazo en el camino hacia la descarbonización es el reemplazo de combustibles líquidos derivados del petróleo y el carbón por gas natural.



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

El gas natural está compuesto principalmente por metano, que es el hidrocarburo de menor peso molecular, conformado por un átomo de carbono

y cuatro de hidrógeno. Esta baja relación entre el contenido de hidrógeno y de carbono implica que es también el hidrocarburo con menores emisiones de CO₂ por unidad de energía entregada. De hecho, las emisiones directas asociadas a la combustión de gas natural son de 56 tCO₂ por terajulio (TJ), un 32 % menores que la combustión de diésel y el 70 % inferiores a las del carbón (IPCC, 2006). Además de las emisiones que se generan al momento de su consumo, los combustibles fósiles atraviesan diversos procesos de producción que involucran el uso de energía y, en consecuencia, emisiones indirectas asociadas a ese consumo energético. Finalmente, su producción y transporte son fuente de emisiones fugitivas de metano. Considerando estas emisiones indirectas, la combustión de gas natural producido en América Latina y el Caribe lleva asociadas emisiones estimadas en 75 tCO₂/TJ, las cuales son un 23 % inferiores a las del gasóleo y el 22 % más bajas que las del carbón mineral (ver el capítulo 3). Es decir, que el uso de gas natural, en las condiciones actuales de producción de la región, tiene menos impacto en el calentamiento global que otros combustibles fósiles.

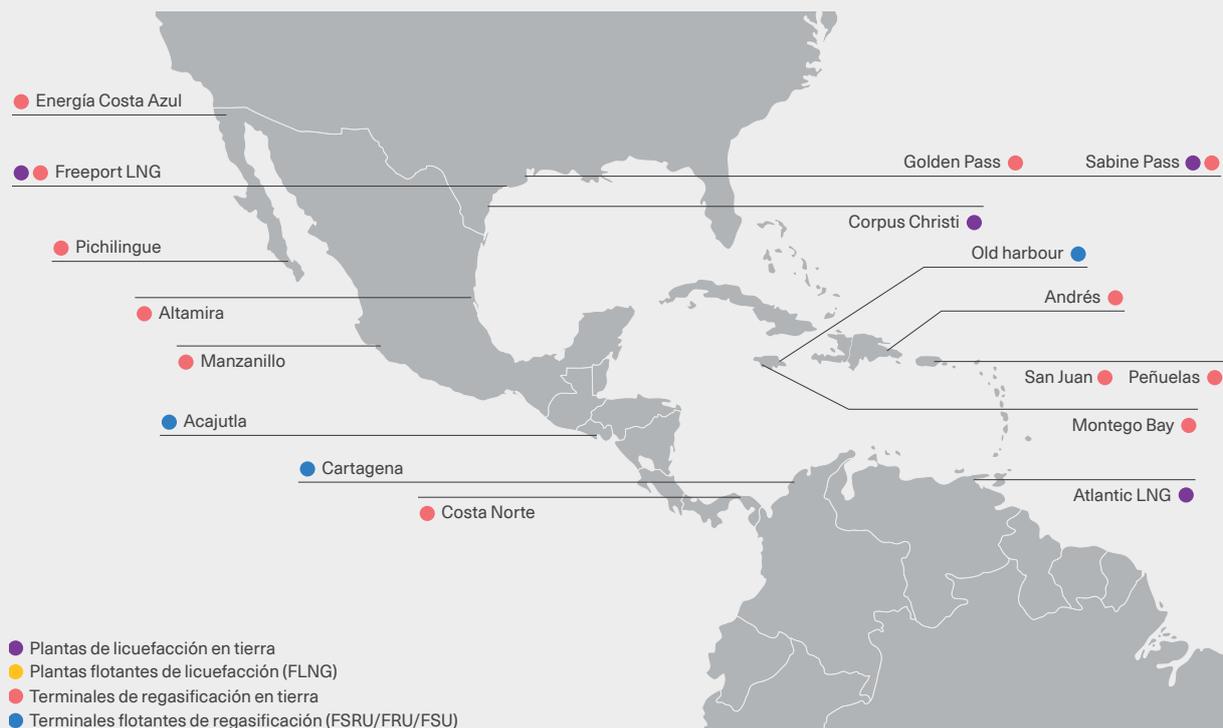
Recuadro 5.3

El rol del gas natural licuado en pequeña escala para las pequeñas economías insulares en desarrollo

El comercio de gas natural de larga distancia requiere de infraestructura específica y capital intensivo para la licuefacción del gas en origen, el transporte marítimo en buques especializados y plantas de regasificación en destino. Sin embargo, avances tecnológicos recientes en la cadena de valor del gas natural están permitiendo una gran reducción de los costos para el establecimiento de sistemas de gas licuado de pequeña escala. Estos avances son particularmente promisorios para satisfacer las necesidades energéticas en países insulares en desarrollo, como es el caso de los del Caribe (Perczyk y Rabinovich, 2023). Además, permitiría atender consumos energéticos en sitios remotos con acceso fluvial que tienen un menor impacto en sitios de alto valor ecosistémico, como en el caso de los poblados en la cuenca del Amazonas (Oliveira Barbosa et al., 2023).

La Unión Internacional del Gas (IGU, por sus siglas en inglés) define las plantas de licuefacción y regasificación a pequeña escala como aquellas con capacidades de entre 200.000 y 4 millones de metros cúbicos diarios (m³/ día). Esta escala permite adaptar la distribución y uso de GNL a las necesidades específicas de mercados más pequeños.

Figura 1
Terminales de GNL en el Caribe en 2022



Fuente: Traducida de GIIGNL (2023).

Esas cadenas de valor de pequeña escala existen en dos alternativas (Rodríguez Pardina et al., 2022). La primera consiste en el transporte de GNL en buques gasíferos especializados y la entrega en estado líquido a terminales de almacenamiento y regasificación de pequeña escala. Entre ellas, las naves de almacenamiento y regasificación flotantes (FSRU, por sus siglas en inglés) son una solución particularmente atractiva para países con litorales marítimos, ya que permiten recibir y reabastecer GNL sin la necesidad de invertir en costosas infraestructuras gasíferas a largo plazo. La segunda alternativa es la distribución de GNL en contenedores construidos según el estándar de la Organización Internacional de Normalización (ISO, por sus siglas en inglés). Se trata de tanques especializados con las mismas medidas que los contenedores de transporte comunes, lo que permite usar la infraestructura portuaria y de transporte terrestre existente. De igual modo, requieren plantas de licuefacción a pequeña escala próximas a los centros de consumo.

Estas tecnologías están cobrando cada vez más relevancia en la subregión del Caribe. Por ejemplo, la empresa AES está desarrollando dos proyectos en República Dominicana y Panamá. Además, esta empresa reconfiguró en 2015 la terminal para recargar el GNL en Santo Domingo (República Dominicana), para envíos de pequeña escala a las islas caribeñas cercanas. La iniciativa es parte de una estrategia para desarrollar un mercado de distribución radial (*hub-and-spoke*) para abastecer al Caribe y Centroamérica. Otro ejemplo de estrategia similar se llevó a cabo en la terminal de Montego Bay (Jamaica) de la firma New Fortress Energy.

Esos proyectos demuestran cómo estas iniciativas pueden desarrollar mercados regionales de gas natural y ejemplifican cómo los grandes cargamentos de GNL pueden ser redistribuidos en envíos más pequeños a mercados cercanos, fomentando una nueva demanda regional de este producto (Rodríguez Pardina et al., 2022).

El gas natural presenta también otras ventajas respecto a otros combustibles en lo que concierne a la contaminación local del aire, debido a que su combustión produce cantidades de óxidos de azufre, óxidos de nitrógeno y partículas finas en suspensión mucho menores que las emitidas por otros combustibles fósiles. Estos contaminantes tienen grandes impactos sobre la salud humana: la OMS estima que la mayor exposición a partículas finas de 2,5 micrones ($MP_{2,5}$) resultantes de las actividades humanas causa más de 4,2 millones de muertes prematuras por año, por la incidencia de enfermedades cardiovasculares, respiratorias y cáncer (OMS, 2021).

Parte del atractivo del reemplazo de otros combustibles por gas natural es que, en muchos casos, posibilita el uso de equipamientos existentes con modificaciones accesibles y una transición más suave de la industria, permitiendo prolongar la vigencia de las tecnologías y bienes en producción. Por ejemplo, la industria automotriz en Argentina,

Brasil o Perú cuentan ya con estándares para el uso flexible de gas natural comprimido o vehicular y gasolina en vehículos. Esto puede facilitar la reducción de las emisiones donde ya existen redes de distribución de gas natural en funcionamiento y donde las redes de transmisión de electricidad se encuentran congestionadas. Por otro lado, en el sector eléctrico es posible modificar las centrales de generación termoeléctrica alimentadas por carbón para que funcionen con gas natural, lo que resulta en gastos de capital hasta un 30 % menores que instalar una nueva planta (EIA, 2020c; Siemens Energy, s. f.).

A modo de ejemplo, si se reemplazara con gas natural el 50 % del uso de carbón y combustibles derivados del petróleo, se alcanzaría una reducción de 157 millones de $tCO_2e/año$, equivalentes al 6,9 % de las emisiones de origen energético de la región, que pueden ser mayores si se adoptan medidas de reducción o eliminación de emisiones fugitivas¹⁹.

19 El cálculo considera emisiones directas, indirectas y fugitivas proporcionalmente (cuadro 3.2).



Si se reemplazara la mitad del uso de carbón y combustibles derivados del petróleo por gas natural, las emisiones de origen energético de la región disminuirían un 7 %

La disponibilidad de recursos de gas natural en algunos países de América Latina y el Caribe y el menor perfil de emisiones y contaminantes locales que lleva asociado su uso pueden ser una oportunidad para asistir a la reducción de emisiones en otros países dentro y fuera de esta región a través de la integración en cadenas de valor de gas natural licuado durante la transición. Desarrollar capacidad de producción en la región para ocupar una posición exportadora puede permitir desplazar en parte el consumo global de carbón, lo que contribuiría a reducir las emisiones en el corto plazo. El consumo mundial de carbón es aún superior al del gas natural, representando el 27 % de las fuentes primarias de energía (171 TJ), mientras que en la región representa solo el 5 % (1,6 TJ) (OLADE, 2023b). Incluso una pequeña participación en el reemplazo global de carbón por gas permitiría monetizar las reservas de gas regionales, contribuyendo a la vez a la descarbonización mundial en el corto plazo.

Evaluando estrategias basadas en el gas natural

Dos aspectos son centrales a la hora de evaluar en qué medida un proyecto de gas natural contribuye o no a la reducción de emisiones asociadas a la energía. Primero, cuál es la adicionalidad que tiene ese proyecto en el corto plazo. Segundo, cómo este proyecto altera las trayectorias de uso de las distintas fuentes de energía en el largo plazo.

El primer aspecto consiste en determinar la contribución real a la reducción de emisiones que implica un proyecto, considerando cuidadosamente qué pasaría con ese consumo de no concretarse el proyecto en cuestión. Por ejemplo, un proyecto de gasoducto que busca sustituir importaciones de gas natural en favor de una fuente doméstica no contribuye a la reducción de emisiones, aunque puede ser valioso para perseguir otros objetivos fiscales o sectoriales. En cambio, cuando

esa inversión permite reemplazar el uso domiciliario de leña, sí podría contribuir a la reducción de emisiones. Sin embargo, para esta evaluación debe considerarse cuidadosamente el escenario contrafáctico. En el caso de que esos hogares estuvieran camino a la electrificación de su consumo, ya no podría considerarse que el proyecto contribuye a la reducción de emisiones.

El segundo aspecto concierne a cómo se ve afectada la trayectoria del uso de las diversas fuentes de energía en el largo plazo si se promueve el gas en el corto plazo. Si bien el gas natural muestra un menor impacto ambiental que otros combustibles, dista de ser una solución carbononeutral. Como se expuso en el subapartado "Atributos y circunstancias que favorecen la dependencia", tanto las decisiones de inversión en producción como en equipamientos son propensas a profundizar aún más la dependencia en los combustibles fósiles por los incentivos que tienen los agentes involucrados para extender el uso de combustibles hasta el final de la vida útil de los bienes durables y de capital.

Una forma de minimizar los riesgos del efecto de bloqueo en las decisiones actuales es que los gobiernos y agentes consideren la readecuación de equipamientos para el uso de gas natural como un paso inserto en una posible secuencia de largo plazo hacia la descarbonización. Las trayectorias de descarbonización consideran cuáles son las alternativas energéticas bajas en emisiones más prometedoras en el largo plazo y en qué medida las alternativas actuales son compatibles con esa solución de largo plazo.

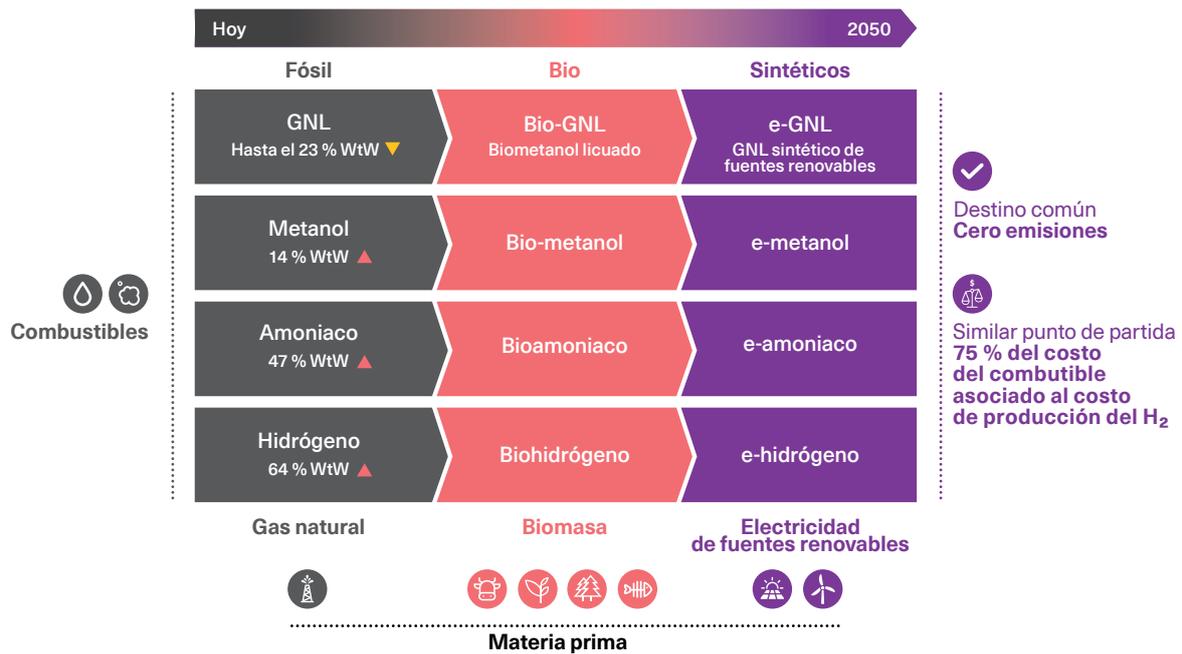


Dos aspectos centrales para evaluar las estrategias basadas en gas natural son la adicionalidad del proyecto en el corto plazo y si este altera el uso de fuentes de energía en el largo plazo

La figura 5.1 presenta un ejemplo esquemático de diversas trayectorias de descarbonización diagramadas por SEA-LNG, un consorcio de empresas del sector gasífero y de transporte que abogan por la adopción del gas licuado en el transporte marítimo. Este es uno de los sectores donde se prevé que se seguirán usando combustibles en el largo plazo de no mediar avances tecnológicos disruptivos.

Figura 5.1

Trayectorias alternativas para la descarbonización del transporte marítimo



Nota: La figura presenta de manera esquemática cuatro trayectorias alternativas para la descarbonización del sector según el tipo de combustible con soluciones tecnológicas intermedias para minimizar el efecto bloqueo. WtW es el acrónimo del término "well to wheel" (del pozo a la rueda), un método para evaluar de manera completa y precisa el consumo y las emisiones de una fuente de energía al considerar todo su ciclo de vida.

Fuente: Traducida de SEA-LNG (2023).

El esquema plantea cuatro trayectorias alternativas para la descarbonización del sector, basados en el uso de gas licuado, metanol, amoniaco e hidrógeno. Cada alternativa involucra soluciones tecnológicas distintas entre trayectorias, pero de fácil o inmediata adaptación entre etapas de una misma trayectoria, lo que minimiza los efectos de bloqueo. Para el caso del gas licuado, por ejemplo, el estudio plantea que la adopción actual de naves propulsadas por este producto, en lugar de gasóleo para navegación marítima, implicaría emisiones hasta un 23 % menores, a la vez que permitiría una transición directa hacia el gas licuado de base orgánica, primero, y sintética en el largo plazo.

En conclusión, es esencial reconocer que detener el calentamiento global a largo plazo requiere alcanzar emisiones netas cero de gases de efecto invernadero a nivel global. Esto significa que cualquier uso residual de combustibles fósiles que permanezca en el largo plazo, incluyendo el gas natural, deberá ser compensado de manera efectiva mediante la captura y almacenamiento de carbono en otros sectores. Por lo tanto, las estrategias que aprovechan los atributos del gas natural durante la transición hacia sistemas energéticos sostenibles deben incorporar medidas específicas para prevenir efectos de bloqueo que perpetúen la dependencia de los combustibles fósiles.



La transición energética en las industrias de difícil descarbonización

- Caracterización de las industrias de difícil descarbonización

- Políticas para avanzar en la descarbonización

- Oportunidades para el desarrollo de América Latina y el Caribe

- Tecnologías para la transición energética



Mensajes clave

1

Las industrias del cemento, el acero y los productos químicos enfrentan desafíos significativos para descarbonizarse debido a su intensivo uso de los combustibles fósiles y las emisiones inherentes al proceso productivo.

A pesar de estos desafíos, estas industrias son vitales para la economía, proporcionando insumos clave para la construcción, el transporte, la agricultura y una variedad de productos cotidianos elaborados con plástico.

2

América Latina y el Caribe tiene un potencial significativo para el desarrollo de las industrias verdes, dada la abundancia de sus recursos naturales y las posibilidades que tiene para generar energía limpia de fuentes renovables. Para materializar ese potencial, será necesario seguir impulsando los proyectos de hidrógeno verde, un insumo clave para las industrias con un uso intensivo de la energía, que podría ser usado como combustible.

3

La región puede convertirse en pocos años en un exportador neto de acero producido con hidrógeno verde, explotando la emergencia de mercados como el automotriz, que tienen metas de “cero emisiones” en el corto y mediano plazo. Además, deberá aprovechar el desarrollo de la industria del hidrógeno para la producción de fertilizantes y plásticos con bajas emisiones netas.

4

Dada la complejidad de la descarbonización de estas industrias, serán necesarias soluciones del lado de la demanda. Ejemplos claros de esto son las mejoras de eficiencia en el uso del concreto, la mayor recuperación de chatarra del acero, el uso eficiente de los fertilizantes y, especialmente, la aplicación de los principios de circularidad en el uso y producción de plástico.

5

La prioridad a corto y mediano plazo para América Latina y el Caribe no debe ser la carbononeutralidad, sino aprovechar nuevas tecnologías y mercados para mejorar la productividad y posicionarse en segmentos que ofrezcan primas por bajos niveles de carbono.

6

En la industria cementera, se deberá comenzar reemplazando el carbón por biomasa en la medida de lo posible, aprovechando la abundancia de este recurso en la región.

7

El gas natural será clave en la industria del amoníaco, junto con el hidrógeno verde, permitiendo a la región beneficiarse de su riqueza en este recurso.

8

Tanto estas industrias como las de menor uso energético reducirán significativamente sus emisiones siempre que se continúe avanzando en la generación eléctrica con recursos renovables y en la electrificación de los procesos que utilizan combustibles fósiles.

9

La captura de carbono ganará importancia en el mediano y largo plazo a medida que la tecnología madure y sus costos disminuyan. En este sentido, la región también cuenta con potenciales de desarrollo, dado que el carbono capturado puede ser reutilizado en la producción de amoníaco o plásticos, reinyectado en yacimientos agotados o para la recuperación mejorada de petróleo.

La transición energética en las industrias de difícil descarbonización¹

Introducción

El sector industrial genera el 11 % de las emisiones directas de gases de efecto invernadero (GEI) y el 24 % de las emisiones energéticas de América Latina y el Caribe (ALyC). Al desagregar los datos por subregiones, se observa que estos valores se mantienen en el caso de América Latina, mientras que en el Caribe la industria representa el 25 % de las emisiones directas y el 28 % de las emisiones energéticas (Minx et al., 2021)². Ese mayor porcentaje se explica en parte por las altas emisiones de la industria de Trinidad y Tobago, la cual es intensiva en la extracción y uso de combustibles fósiles. Dentro de la industria, solo tres subsectores representan el 57 % de esas emisiones directas: la industria acerera, la cementera y la química (Minx et al., 2021).

Además de tener elevadas emisiones, estos tres subsectores tienen tres características que las destacan:

- Son industrias esenciales para las economías modernas. El cemento es primordial para la construcción; el acero, para diversas industrias, como la construcción y el transporte; y los productos químicos, para la agricultura y la industria del plástico, entre otros.
- Tienen altas intensidades de carbono. Esta característica se explica sobre todo por su alta intensidad energética, ya que tradicionalmente utiliza combustibles fósiles como insumo principal en el proceso productivo.
- Cuentan con limitadas alternativas actualmente viables que les permita descarbonizar sus procesos productivos en el corto plazo.

¹ Este capítulo fue elaborado por Juan Odriozola con la asistencia de investigación de Franco Degiuseppe.

² En el apéndice del capítulo, disponible en línea, se pueden ver los países que Minx et al. (2021) consideran en cada subregión.



El 11 % de las emisiones directas de gases de efecto invernadero y el 24 % de las emisiones energéticas de América Latina y el Caribe son generadas por el sector industrial

Las industrias no intensivas en el uso energético se caracterizan esencialmente por sus necesidades bajas o medias en cuanto a las temperaturas necesarias para sus procesos productivos. Dentro de estas industrias se destaca primero el procesamiento de alimentos, seguido por la minería. La demanda de energía de estos sectores es, en general, de electricidad o combustibles fósiles para motores o maquinarias para procesamiento y representa cerca de la mitad de la demanda energética del sector industrial en la región. Por lo tanto, los estándares de eficiencia para motores, la electrificación de procesos, la adopción de bombas térmicas, el uso de biocombustibles o la autogeneración de energía son acciones que permiten una eficiente descarbonización y que pueden emprender las empresas de estos sectores. La descarbonización de la red eléctrica de los países tendría, por su parte, un impacto directo en estas industrias, que cobraría mayor importancia en la medida que estos sectores comiencen a electrificar sus procesos (AIE, 2023).

Las economías de América Latina y el Caribe se han vuelto menos complejas con el paso del tiempo. Esta menor complejidad se traduce en una menor intensidad energética respecto al promedio global. Por ejemplo, los combustibles fósiles para procesos que requieren altas temperaturas representan el 50 % del

uso energético en la industria de la región, significativamente menos que el promedio global, siendo este cercano al 65 %.

Se pueden destacar dos barreras principales para una rápida transición energética en la industria de esta región. La primera es el alto costo del capital, el cual, en Brasil y México, por ejemplo, fue de dos a tres veces más alto en 2021 que en China, Europa y Estados Unidos. La segunda barrera se encuentra directamente relacionada con la anterior. Los costos de financiamiento para las economías de América Latina y el Caribe son relativamente altos, un problema asociado en parte a la inestabilidad de sus economías. Por ejemplo, los rendimientos de los bonos soberanos brasileños en reales superaron el 12 % en 2023 y los mexicanos, casi el 9 %, siendo dos o tres veces más altos que los rendimientos en Estados Unidos y los países europeos. A su vez, el desarrollo de los sistemas financieros domésticos en América Latina y el Caribe es bajo (AIE, 2023).

Este capítulo describe las características más importantes de las industrias que enfrentan mayores barreras para una transición energética, sus patrones de emisiones y las alternativas viables de descarbonización, con mayor foco en la transición energética. También se centra en los aspectos técnicos y en las políticas específicas que atañen a estas industrias, por lo que no se discutirán políticas de orden transversal, como serían los precios al carbono, dado que su discusión excede el alcance del capítulo. En este, se describen las características de los sectores intensivos en el uso energético, analizando con detenimiento cada uno de ellos: la industria del cemento, la industria del acero y la industria química y petroquímica.

Caracterización de los sectores intensivos en el uso de energía

Las industrias que hacen un uso intensivo de la energía representan el 13 % de las emisiones energéticas y el 6 % de las emisiones directas de América Latina y el Caribe. Si se observa cada subregión por separado, las emisiones directas de industrias intensivas en energía de América Latina están en torno del 6 % del total de sus emisiones, mientras que las

del Caribe son cercanas al 12 % (Minx et al., 2021). Otras fuentes que consideran las emisiones totales de la industria muestran valores incluso mayores. Según la Comisión Económica para Europa (UNECE, 2021), estas industrias representan el 25 % de las emisiones totales de GEI y un 66 % de las emisiones del sector industrial a nivel global. Pupo y González

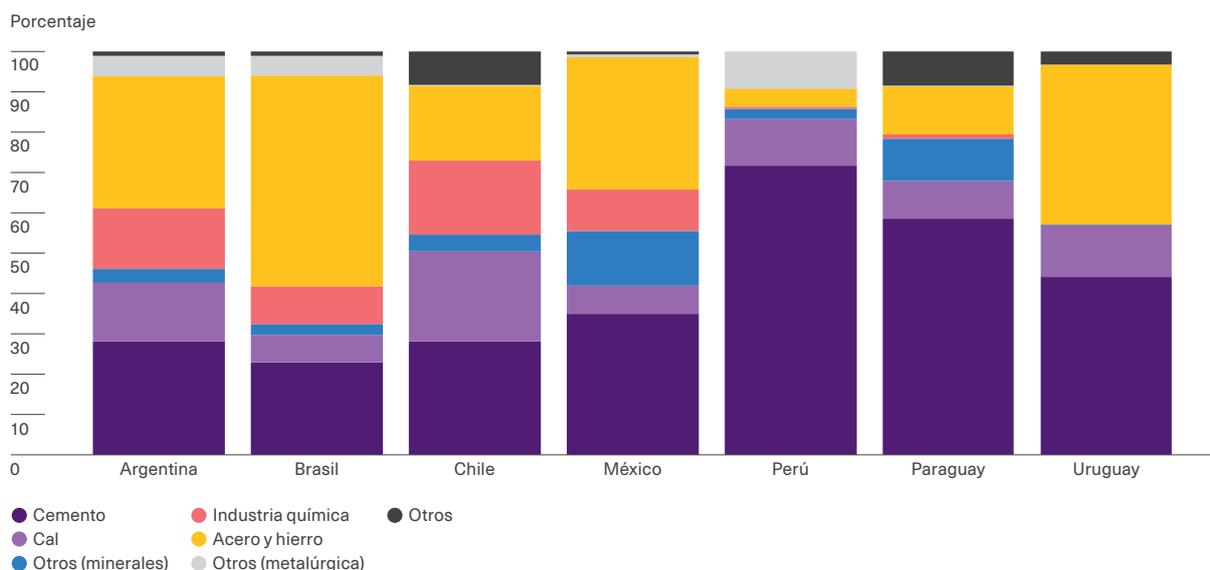
(2023) muestran que las emisiones de estos sectores en América Latina y el Caribe representan el 15 % del total de la región y el 90 % de las producidas por su sector industrial. Esos valores a nivel de la industria son similares a los reportados por los gobiernos de la región (Pupo y González, 2023) (gráfico 6.1).

En cuanto a las tres industrias destacadas, la del hierro y el acero representa el 1,7 % de las emisiones directas de América Latina y el Caribe y el 15 % de las emisiones directas del sector industrial de la región; la industria cementera es responsable del 1,3 % de las emisiones directas regionales y del 12 % de las del conjunto del sector, mientras

que la industria química representa el 3,4 % de las emisiones primarias regionales y el 30 % de las emisiones primarias industriales (Minx et al., 2021). El gráfico 6.2 muestra la intensidad de emisiones y energética para estos sectores. Se puede observar que el amoníaco y los químicos de alto valor (HVC)³ son los de mayor consumo energético, necesitando entre 46 gigajulios por tonelada de producto (GJ/t) y 80 GJ/t, respectivamente, y que emiten entre 1 y 2,4 toneladas de dióxido de carbono por tonelada de producto (tCO₂/t). Si bien el cemento tiene una intensidad energética significativamente menor que las otras industrias pesadas, por cada tonelada de cemento producida se emiten 0,6 tCO₂.

Gráfico 6.1

Emisiones de GEI resultantes de procesos industriales en países seleccionados de América Latina en 2018



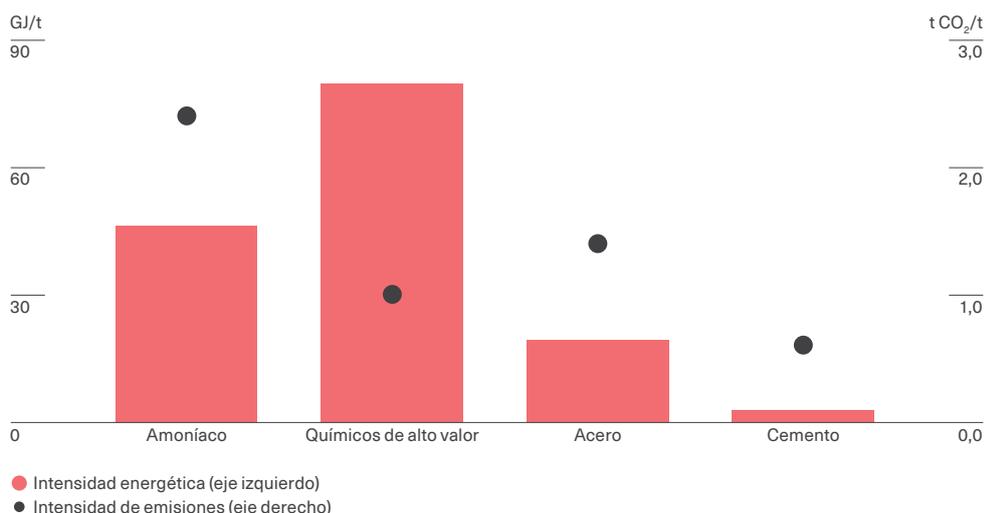
Nota: El gráfico ha sido realizado con información pública de los inventarios de gases de efecto invernadero (INGEI) de los países representados. La categoría "otros" incluye (i) el uso de productos no energéticos de combustibles y de solvente; (ii) la industria electrónica; (iii) la manufactura y utilización de otros productos; (iv) la industria de pulpa y papel; y (v) la industria de la alimentación y las bebidas. En el gráfico se excluye la categoría 2F (según la clasificación del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático [IPCC, 2006]), constituida por las emisiones asociadas al "uso de productos sustitutos de las sustancias que agotan la capa de ozono".

Fuentes: Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable (2019); MCTI (2022); MMA (2020); INECC (2018); MADES (2020), MINAM (2020) y Ministerio de Ambiente (2020).

³ No se incluye el metanol por no contar con el dato concreto; sin embargo, según lo reportado por la (AIE, 2021a) la intensidad energética rondaría los 40 GJ/t y la intensidad de carbono sería cercana a las 2,2 tCO₂/t.

Gráfico 6.2

Intensidad energética y de emisiones



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

Las industrias cementera, acerera y química resultan esenciales para las economías modernas, son intensivas en carbono y cuentan con limitadas alternativas de mitigación

La importancia de estas industrias para el desarrollo de las economías puede ser observada en la evolución de la demanda de sus productos principales. Si se considera el período 1990-2020, la demanda global de acero creció cerca de 2,5 veces, mientras que la de cemento y plásticos se multiplicó por más de 3,5 (IPCC, 2023). Cuando se comparan estos crecimientos con los del PIB o de la población mundial, se puede ver que el producto mundial creció cerca de 2,5 veces en este período, mientras que la población mundial lo hizo en 1,5 veces (IPCC, 2023). Si bien la industria manufacturera no es el principal sector productivo de los países de América Latina y el Caribe, es fuente del 13 % de los empleos totales de la región y representa también cerca del 13 % de su PIB (ALACERO, 2021).

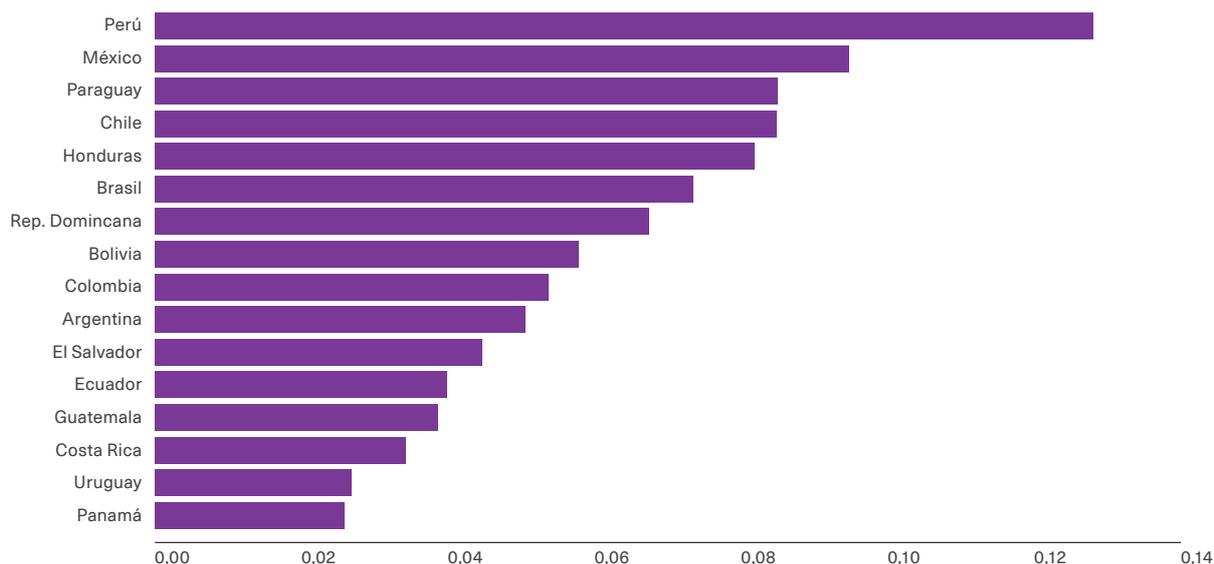
Como se explica más adelante, la transición energética ofrece una oportunidad de desarrollo de esta industria en la región. El gráfico 6.3 muestra el valor agregado del conjunto de estas tres industrias en los países con datos disponibles. Se puede observar que la industria pesada tiene un bajo impacto en países como Panamá y Uruguay, representando menos del 3 % del valor agregado de la economía, mientras que, por ejemplo, en Perú, representan casi el 13 %.

Finalmente, se percibe también una gran heterogeneidad en la región en cuanto a la intensidad energética, medida como el uso energético respecto al valor agregado, y la intensidad de carbono, medida como la cantidad de emisiones de CO₂ equivalente⁴ (CO₂eq) sobre el valor agregado. El gráfico 6.4 muestra la intensidad de carbono y energética para algunos países de América Latina y el Caribe. Se puede observar que, si bien hay una correlación positiva entre estas medidas, países como Costa Rica, República Dominicana y Uruguay tienen una alta intensidad energética, pero una intensidad de carbono significativamente menor que los principales productores industriales, como Argentina, Brasil y México.

4 El CO₂eq es una medida que permite comparar las emisiones totales de los distintos GEI.

Gráfico 6.3

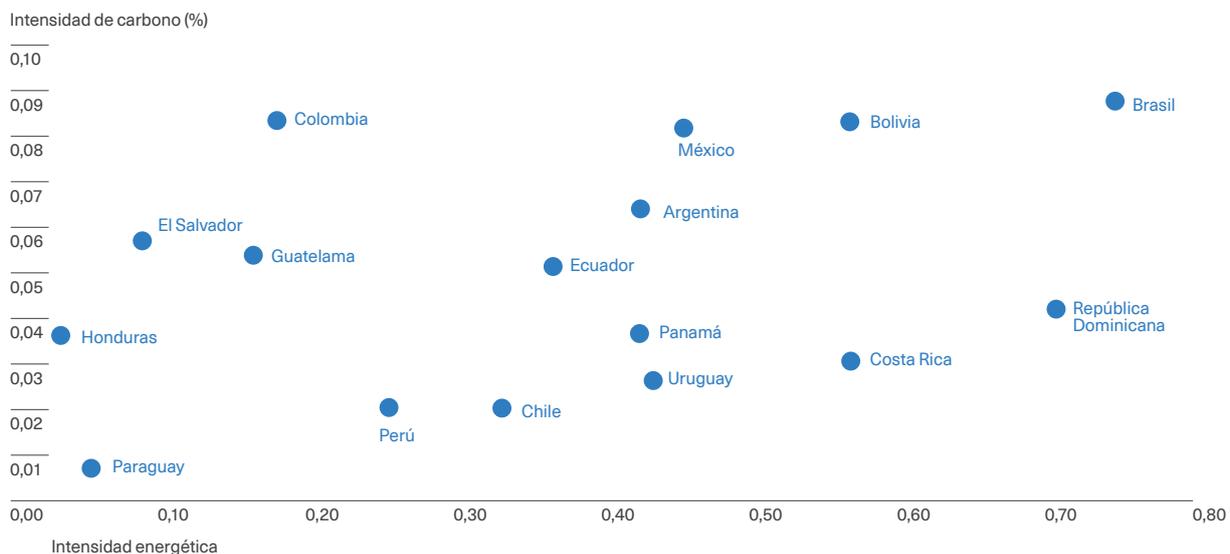
Proporción del valor agregado de las industrias pesadas en el valor agregado total de los países de América Latina y el Caribe en 2017



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

Gráfico 6.4

Relación entre intensidad de carbono e intensidad energética en las industrias pesadas de países de América Latina y el Caribe en 2017



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

Recuadro 6.1

Un caso de iniciativas privadas tempranas en transición energética

El Aeropuerto Internacional de Carrasco fue pionero en la generación de energías renovables. Entre 2015 y 2016, se comenzaron a realizar importantes obras con el objetivo de mejorar la eficiencia energética y la sustentabilidad de esta infraestructura. En 2018 se inauguró la planta solar, convirtiéndose en el primer aeropuerto en América Latina con energía renovable fotovoltaica. Los paneles instalados cuentan con tecnología de seguimiento solar, lo que les permite aumentar la captación de energía en cerca del 23 % o 24 % respecto a los paneles solares fijos. Para una correcta instalación, se requirió una inversión en planeamiento a fin de evitar la interferencia del reflejo solar con las aeronaves en circulación.

Además de este gran proyecto, se realizaron otras inversiones para la transición energética del aeropuerto, como son el remplazo de las calderas a gas por bombas de calor eléctricas, la instalación de luminarias con tecnología LED y la renovación de los ventiladores de los aires acondicionados. Recientemente, se comenzó a utilizar inteligencia artificial para modular la inyección de los ventiladores de aire acondicionado, con la finalidad de optimizar el consumo eléctrico, lo que permite, a su vez, medir y garantizar la calidad del aire en el interior del edificio. También se evaluó la expansión del parque solar y la inversión en un parque eólico fuera del predio, pero restricciones de la regulación uruguaya impidieron el avance de estos proyectos.

El aeropuerto está certificado con la norma ISO 14064-1 y en el Programa de Acreditación de Huella de Carbono en Aeropuertos (ACA), en su nivel 2, reconocimientos otorgados por la cuantificación y gestión realizadas para la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.

El proyecto contó con la promoción de la Comisión de Aplicación de la Ley de Inversiones (COMAP), la cual proporciona financiamiento y la exoneración de ciertos impuestos, tasas y tributos. Este impulso, junto con las mejoras en eficiencia que implicaron los proyectos mencionados, permitió que la inversión total fuera recuperada en menos de cuatro años. Es importante destacar que los costos de los paneles fotovoltaicos han caído drásticamente desde la inversión del aeropuerto, lo que realza aún más el hecho de que, con correcta planificación y regulación y un adecuado apoyo financiero, proyectos privados pueden impulsar la transición energética que busca mejoras en eficiencia.

Fuente: Elaboración propia con base en las entrevistas al ingeniero Jorge Navarro, Gerente Corporativo de Infraestructura y Mantenimiento de Aeropuertos Uruguay, realizadas específicamente para este reporte.

Cemento

El cemento es el segundo producto más consumido en el mundo, solo superado por el agua (UNECE, 2021; Zhu et al., 2022) y se espera que su demanda crezca entre un 12 % y un 23 % para 2050 (AIE, 2018a). A su vez, el cemento es el producto industrial con mayores emisiones de CO₂ por dólar de ingresos. Cada dólar de ingreso generado emite 6,9 kilogramos (kg) de CO₂, mientras que, por ejemplo, para el acero este ratio es de 1,4 kg de CO₂ por dólar y para los químicos, 0,3 kg

de CO₂ por dólar (Czigler et al., 2020). En América Latina y el Caribe destacan Argentina, Brasil, Colombia y México en el sector del cemento, ya que, en conjunto, representan el 75 % de la producción regional. Cabe destacar que el cemento tiene un ratio de valor con relación al peso bajo, es decir, que tiene un elevado costo de transporte y un bajo costo de almacenamiento (Kusuma et al., 2022). Por ello, la mayor parte del cemento que se consume se produce de forma local,

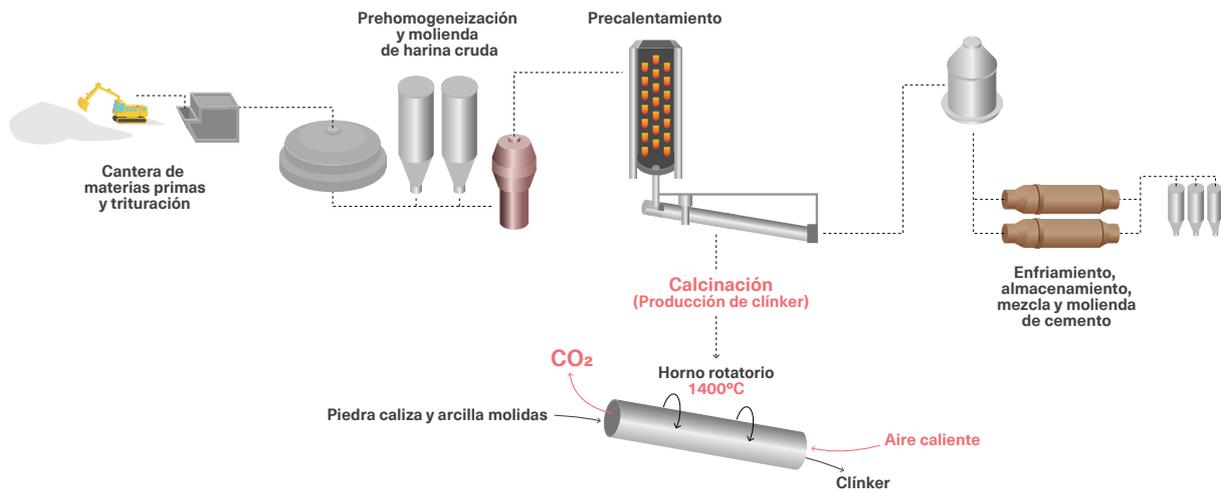
con algunas excepciones en las islas del Caribe, por lo que la industria es importante para el desarrollo del sector de la construcción en la mayoría de los países de la región. En un reporte de la Federación Interamericana del Cemento (FICEM, 2019), se observa que la gran mayoría de los países de la región tiene un consumo similar o inferior a su producción de cemento. La principal excepción es Surinam, donde el consumo es de 2 a 4 veces mayor que la producción. Luego se sitúan Chile, El Salvador, Jamaica, Puerto Rico y Trinidad y Tobago, donde la producción interna representa al menos el 80 % del consumo total.

● ●

La mayor parte del cemento que se consume es producido de forma local, por lo que esta industria es importante para el desarrollo del sector de la construcción en la mayoría de los países de la región

La producción de cemento no solo emite CO_2 . Tanto en el proceso de extracción de los insumos principales para la producción del cemento como en el propio proceso productivo se emiten diversos contaminantes locales. Durante la producción, se generan cenizas, desechos de rocas y polvo, los cuales contienen contaminantes del aire, como material particulado (MP)⁵ y desechos sólidos. En el propio proceso de producción también se desprenden grandes cantidades de óxidos de nitrógeno (NO_x) y, en menor medida, dióxido de azufre (SO_2) (Kusuma et al., 2022), los cuales son contaminantes del aire que afectan a la salud de las personas y que se descomponen en la atmósfera en $\text{MP}_{2.5}$ ⁶. En diversas etapas de la producción del cemento se utiliza agua para los sistemas de lavado y esta se mezcla con productos de limpieza y partículas de hierro, entre otras, lo cual la contamina (Adeyanju et al., 2020; Zhu et al., 2022). Es por todo esto que la industria necesita invertir en esfuerzos que le permitan satisfacer el incremento esperado de la demanda, minimizando los daños ambientales.

Figura 6.1
Proceso de producción del cemento



Fuente: Elaboración propia con base en UNECE (2021).

5 El material particulado es una mezcla de partículas sólidas y líquidas que se encuentran en el aire. Su inhalación puede provocar problemas de salud, como el asma, la demencia y el aumento de la mortalidad por causas respiratorias.

6 La cifra indica el tamaño de las partículas en micrómetros. El $\text{MP}_{2.5}$ es el material particulado que representa mayores riesgos para la salud.

Recuadro 6.2

Un caso de iniciativas privadas con soluciones del lado de la demanda

RCD Reciclaje es la primera planta de procesamiento de residuos de la construcción de Uruguay. Esta empresa comienza sus operaciones en la obra, clasificando los residuos y transportando el escombro limpio, el cual es luego procesado en su planta. Utilizando una trituradora eléctrica, este residuo es transformado en áridos reciclados, que son empleados como materia prima para la fabricación de distintos productos de hormigón reciclado: pavimento ecológico, mobiliario urbano y macetas, entre otros. Si bien el hormigón reciclado aún no se utiliza para proyectos estructurales, la empresa se encuentra realizando un proyecto con la Facultad de Ingeniería para evaluar la viabilidad del uso de este material en dichos proyectos. Además de estos productos, la empresa ofrece planes integrales para la correcta gestión de los residuos, en línea con los principios de la economía circular.

El proceso de valorización y reciclaje tiene dos impactos importantes de sustentabilidad: primero, clasifica los distintos residuos de obra y reduce la cantidad de residuos que terminan en vertederos municipales; y segundo, disminuye las emisiones vinculadas a la demanda de cemento. Si bien para la elaboración del hormigón reciclado se utiliza cemento, al reutilizar el hormigón existente, hay menos necesidad de extraer nuevas materias primas, decreciendo así las emisiones asociadas a la producción de cemento. Además, el proceso de reciclaje implica un menor consumo de energía que la fabricación de cemento a partir de materias primas vírgenes.

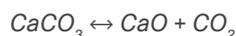
El emprendimiento se enmarca en la Ley de Gestión de Residuos, la cual busca la prevención y reducción del impacto negativo en la generación y manejo de residuos. RCD Reciclaje fue distinguida por la Red de Empresas por el Desarrollo Sostenible (DERES), por cumplir con el Objetivo de Desarrollo Sostenible (ODS) 11, sobre ciudades y comunidades sostenibles, y el ODS 12, sobre consumo y producción sostenible. También ha recibido el premio "Uruguay Circular", dentro de la categoría MiPymes, que otorga la Alianza para la Acción en Economía Verde (PAGE), junto con la Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (ONUDI) y la Agencia Nacional de Desarrollo (ANDE), y, por parte del Ministerio de Ambiente, ha sido galardonado con el Premio Nacional de Ambiente "Uruguay Natural".

Actualmente, la iniciativa beneficia a Montevideo y la zona metropolitana, aunque la empresa se encuentra evaluando un proyecto de plantas móviles para poder extender su alcance.

Fuente: Elaboración propia con base en las entrevistas a la arquitecta Giannina Ceruti, Directora y Cofundadora de RCD Reciclaje, realizadas específicamente para este reporte.

Para entender cómo es posible minimizar estas emisiones y daños, es importante comprender el proceso productivo del cemento. Este se obtiene mediante la molienda de materias primas, principalmente piedra caliza y arcilla, convirtiéndolas en polvo, que luego se calienta en hornos a altas temperaturas (1.450 °C), produciendo clínker de cemento, el cual se mezcla principalmente con yeso para crear el producto final. El 86 % de las emisiones de toda la cadena de valor, desde la extracción en cantera hasta la logística en obra, se producen en esta manufactura del clínker (UNECE, 2021). De este 86 %, el 60 % procede de la

calcinación de la piedra caliza (CaCO_3). En este proceso, al superarse los 900 °C, la piedra caliza se convierte en óxido de calcio (CaO), liberando CO_2 :



El restante 40 % se produce por la quema de combustibles para este proceso de calcinación. El combustible más común para la producción del clínker es el carbón, cuya quema genera las mayores emisiones de CO_2 entre todas las fuentes fósiles. Aproximadamente, por cada tonelada de cemento



que se produce, se liberan entre 700 kg y 935 kg de CO₂ (Bernstein et al., 2007), siendo este rango explicado por diferencias en la eficiencia energética, la intensidad de carbono en el combustible utilizado, la intensidad de carbono de la energía que se consume y el contenido de clínker en el cemento.



El 86 % de las emisiones de toda la cadena de valor del cemento se producen en la manufactura del clínker, su principal insumo

Dado el patrón de emisiones de la producción del cemento, las alternativas de mitigación y eficiencia energética se pueden dividir en dos partes. Primero están las políticas de eficiencia energética que permiten reducir la quema de combustibles fósiles y producir cemento de forma más eficiente. Segundo, aquellas que reducen las emisiones directas del proceso de calcinación. Estas emisiones son las más difíciles de mitigar, dado que son liberadas por la reacción química de la piedra caliza al ser expuesta a altas temperaturas. La principal alternativa en este sentido es reducir el contenido final de clínker en el cemento, puesto que la producción de este insumo es la que genera las mayores emisiones, o utilizar insumos que sustituyan ese producto.

Tecnologías para la transición energética

Al analizar el uso energético del sector, se observa que el 100 % de la energía térmica utilizada en la producción del cemento es para la obtención del clínker, mientras que los procesos de molienda y envasado emplean principalmente energía eléctrica (Pupo y González, 2023). Estos datos refuerzan la idea de que el proceso que requiere mayor innovación y mejoras de eficiencia energética en este caso es la producción del clínker.

Los dos principales avances en cuanto a medidas de eficiencia energética son la utilización de hornos modernos, que ofrecen una mejor relación entre la energía consumida y los productos obtenidos, y de combustibles alternativos en el proceso de quema, como la biomasa o los residuos (AIE, 2018a). Más del 65 % de la producción mundial de clínker utiliza hornos rotatorios con precalcinador y precalentadores de suspensión (Marmier, 2023), los cuales son la solución más eficiente para reducir las emisiones generadas en ese proceso de calentamiento (Heincke et al., 2023). El precalcinador tiene las ventajas de mejorar la tasa de descomposición del cemento, disminuir la carga térmica del horno rotatorio y reducir el tamaño del horno y la producción

a gran escala (Zhu et al., 2022). En la práctica, esto se traduce en menos emisiones de NO_x y en más recuperación del calor generado, lo que implica un menor consumo de electricidad y combustibles, y consecuentemente, una reducción en las emisiones de CO₂. Estos hornos, acompañados de calderas de recuperación del calor, pueden llegar a reducir en dos tercios el consumo energético de las plantas (AIE, 2018a). En América Latina y el Caribe, solo el 65 % de las plantas utilizan precalcinadores, por lo que existe un margen de mejora que resultaría en menos emisiones y más eficiencia en el proceso (Kusuma et al., 2022).

La vida útil de una planta de cemento oscila entre los 40 y 50 años. La edad promedio de las plantas de cemento a nivel global es de 18 años⁷, mientras que en América Latina y el Caribe es de 29 años (Liu et al., 2021). La antigüedad de las plantas es esencial para la transición energética. Los hornos de más de 20 años, que están lejos de su amortización total, son en general menos eficientes. Las empresas serán reticentes a invertir en esfuerzos de eficiencia energética para reemplazar estos hornos, dado que se encuentran lejos de su amortización total. Por su parte, las plantas

⁷ Calculado utilizando datos de la Global Infrastructure Emission Database (GID) (<http://gidmodel.org.cn/>). La edad promedio se calcula ponderando por la capacidad de la planta. La edad de las plantas se presenta en intervalos de 5 años, por lo que se utiliza el punto medio del rango para calcular el promedio.

de escasa edad son en general más eficientes, como en el caso de República Dominicana, donde más del 80 % de la capacidad de producción se encuentra en fábricas que tienen menos de 15 años. Pupo y González (2023) muestran, por ejemplo, que el consumo energético de las plantas de ese país es significativamente menor que las del principal productor de cemento de la región, Brasil. Como reporta la FICEM (2019), América Latina y el Caribe se encuentra en un proceso de modernización de sus plantas.

En cuanto al uso de combustibles, la biomasa se encuentra como la opción de más eficiencia y menos emisiones. La biomasa a partir de leña captura carbono en el período de silvicultura, por lo que el neto de las emisiones es significativamente menor que la quema de carbón. Otros insumos de biomasa utilizados son los desechos agrícolas e, incluso, los residuos alimentarios domésticos preseleccionados (Mathioudakis et al., 2021). En este sentido, América Latina y el Caribe tiene un gran potencial debido a las condiciones naturales que permiten una cadena de producción estable de biomasa para este uso. La biomasa ya puede utilizarse para sustituir el 20 % de los combustibles en la industria del cemento sin inversiones en capital (Rahman et al., 2016), aunque estos combustibles requieren pretratamiento debido a que son insumos húmedos con un exceso de contenido de oxígeno (Bui et al., 2017; Cortada Mut et al., 2015). En la actualidad, la biomasa representa menos del 5 % de los combustibles utilizados en los países en desarrollo, siendo Brasil la excepción, donde representa cerca del 40 % (AIE, 2018a).

La Agencia Internacional de la Energía (AIE), en sus escenarios de descarbonización, proyecta que la industria del cemento requerirá principalmente tecnologías innovadoras para alcanzar sus metas en este ámbito, entre ellas, la captura de carbono. Para sus proyecciones, la AIE desarrolla un índice de madurez de las tecnologías. En el caso de la eficiencia energética, luego de la captura de carbono con utilización o almacenamiento, las tecnologías que podrían tener un moderado impacto son la electrificación de la generación de calor, la generación de calor a partir de energía solar, el uso del hidrógeno y las mejoras de eficiencia en el proceso de molienda. No obstante, las reducciones proyectadas de emisiones por estas mejoras representan menos del 40 % de lo que se podría mitigar mediante la reducción del clínker o la captura de carbono (AIE, 2018a). Finalmente, el hidrógeno es

un potencial sustituto energético que se encuentra en etapa temprana de implementación. La industria del hidrógeno verde se discute en el capítulo 5, mientras que la captura de carbono es discutida más ampliamente en el capítulo 10.

La alternativa con mayor potencial de descarbonización es reducir el uso de clínker para la producción de cemento. El cemento Portland estándar, que es el utilizado en Estados Unidos, contiene cerca del 90 % de ese producto (o factor de clínker). Sin embargo, en el resto del mundo, el contenido de clínker es significativamente menor. En América Latina y el Caribe, el factor de clínker es del 71 %, aunque países con alta producción de cemento, como Argentina y Brasil, tienen factores por debajo del 70 %. La AIE, en sus escenarios de descarbonización, requiere que el contenido de clínker en el cemento sea del 60 % para 2050. La resistencia temprana a la compresión del cemento disminuye con menores porciones de clínker, por lo que, para llegar al objetivo del 60 %, se requiere la utilización de insumos alternativos a este producto.



América Latina y el Caribe tiene un gran potencial de descarbonización mediante la utilización de la biomasa para la generación de calor y el uso posterior de la ceniza de la biomasa como sustituto del clínker

Las principales opciones para reducir el factor clínker actualmente viables son la ceniza volante, la cual surge de la quema de carbón, y la escoria granulada de alto horno (EGAH), que es generada como residuo en la producción del acero de alto horno. Este insumo es actualmente viable y ya existen regulaciones que permiten en Europa producir cemento con 95 % de contenido de EGHA (AIE, 2018a). En cuanto a la ceniza volante, el contenido permitido en el cemento es del 25 % al 35 % (AIE, 2018b). Se desprende de lo anterior que las dos principales opciones con mayor viabilidad son aquellas que usan residuos de procesos intensivos en carbono. Se espera que la disponibilidad de ambos residuos disminuya en el largo plazo (Kusuma et al., 2022) debido a la reducción en el uso de carbón y a los avances tecnológicos en la industria del acero, que se discutirán en el próximo apartado.

Otras opciones son los materiales puzolánicos naturales, obtenidos de compuestos volcánicos o sedimentos de rocas, ceniza de biomasa o humo de sílice. Sin embargo, estos materiales no están ampliamente disponibles y son demandados también por otras industrias. La piedra caliza es igualmente un sustituto, pero debe estar acompañada de medidas sofisticadas en la producción y el uso (ECRA, 2017). La ceniza a partir de la biomasa es una alternativa complementaria al empleo de la biomasa como sustituto de combustibles, pero con un alto impacto medioambiental (Teixeira et al., 2016). Las fuentes de

ceniza de biomasa podrían ser la madera forestal y de demolición, la paja, los lodos de depuradora y de papel, el estiércol y los residuos agrícolas (Kusuma et al., 2022). Si bien esta ceniza podría ser utilizada para sustituir hasta un 80 % del clínker en el cemento (Campos Teixeira et al., 2020), se ha reportado que esta ruta requeriría mayor uso de agua y más tiempo de preparación (Khalil et al., 2014; Medina et al., 2017). La región tiene un gran potencial de descarbonización mediante el uso de biomasa para la generación de calor, utilizando posteriormente la ceniza de la biomasa como sustituto del clínker.

Políticas para avanzar en la descarbonización de la industria cementera

Existe limitada información en cuánto a la viabilidad económica de las alternativas para la descarbonización en el sector cementero, especialmente para América Latina y el Caribe. A nivel global, Heincke et al. (2023) muestran que las medidas de reemplazo del clínker por cenizas y residuos y el mayor uso de la biomasa como combustible resultaría en un costo neto negativo por tonelada de carbono reducida. Un estudio para Estados Unidos muestra que la producción de cementos a partir de arcillas caoliníticas calcinadas puede aumentar los beneficios netos en el 20 %, reduciendo las emisiones en un 37 % (Khung y Crete, 2022). Este estudio también destaca que la producción con EGAH y ceniza volante podría incrementar los beneficios netos en torno al 7 %, mientras que las reducciones en emisiones serían del 43 % y el 27 %, respectivamente. También para Estados Unidos, Shwekat y Wu (2018) indican que, si se incorporaran el costo social del carbón y los daños a los recursos naturales y por contaminación del aire en el análisis de costo-beneficio, un cemento con cerca del 20 % de ceniza volante podría resultar en un costo negativo de producción, explicado principalmente por los impactos medioambientales que tendría esta sustitución en la producción del cemento. Sin embargo, la AIE et al. (2023) muestran que, en general, las tecnologías de bajas emisiones, en el caso del cemento, son en promedio 75 % más caras que las técnicas de producción tradicional.

En el caso del concreto, Khan et al. (2020) muestran que el costo de producción en India de concreto verde (variedad en la que se reemplaza el 50 % del

cemento por ceniza volante) es un 10 % inferior al del concreto tradicional, mientras que las propiedades de ambos son equivalentes. Gallardo y Elevado (2017) señalan que una mezcla que reemplaza el 75 % del cemento con ceniza volante mejora la calidad del concreto, reduciendo las emisiones por el uso de cemento, y disminuye el costo de producción en hasta el 12,5 %.

Para analizar las políticas sectoriales que se deberán impulsar en América Latina y el Caribe es importante contextualizar el sector del cemento y de la construcción en la región. El 20 % de la población urbana vive en asentamientos informales, donde las construcciones utilizan gran cantidad de recursos de baja calidad (Villagrán-Zaccardi et al., 2022). Estas construcciones se realizan con concreto con alto contenido de cemento de bolsa, lo que resulta ineficiente y tiene una mayor huella de carbono. A su vez, la región ya ha avanzado en la descarbonización del cemento, reduciendo el contenido de clínker y adoptando el uso de hornos de última tecnología. Al mismo tiempo, la disponibilidad de los principales sustitutos al clínker, como la escoria y la ceniza volante, ha ido disminuyendo en la región (Villagrán-Zaccardi et al., 2022). La otra medida principal de descarbonización, la captura de carbono, es una tecnología que actualmente resulta demasiado cara para la región. Finalmente, existe un nivel muy alto de informalidad en la construcción y hay grandes carencias en las normas técnicas y los estándares de edificación.

Cuadro 6.1

Políticas para la industria del cemento

Desafío	Objetivo	Políticas
Aumento de la demanda de cemento y elevada intensidad de carbono asociada con las emisiones directas de la producción del clínker	Reducción en el uso de clínker	Educación en materia de eficiencia en el uso del concreto Adopción de normas técnicas sobre la composición y el rendimiento del cemento Promoción de los principios de circularidad y reciclaje del hormigón
	Sustitución del clínker por insumos alternativos	Inversión en conectividad entre productores de biomasa y plantas cementeras para fomentar una mayor utilización de la biomasa como insumo energético y ceniza de biomasa como sustituto del clínker

En consecuencia, se destacan tres principales focos de política para descarbonizar al sector cementero en América Latina y el Caribe. Primero, fomentar el uso de biomasa como combustible y como sustituto del clínker en el caso de la ceniza de biomasa. Para esto es necesario una infraestructura adecuada para el transporte de carga entre las plantas cementeras y las fuentes de biomasa. Además, podría ser provechoso fomentar esa infraestructura en zonas industriales para, por ejemplo, disminuir los costos de transporte. El rol de productor agrícola de la región y la concentración poblacional en pocos centros urbanos, que permitiría una recolección concentrada de residuos orgánicos, deberían ser aprovechados para utilizar esos desechos. El segundo foco debería estar en mejorar aún más la eficiencia en el uso del cemento. Para ello será necesario el fomento de la capacitación, pero también nuevas normas técnicas y códigos de construcción e iniciativas que promuevan la formalización del sector. Finalmente, vinculado a las dos políticas anteriores, se deberá incentivar una mayor circularidad, reutilizando el concreto y los desechos industriales para su quema y mejorando la eficiencia en el uso del cemento y el concreto. Cabe destacar que, dada la elevada informalidad del sector, el hecho de que la mayor parte del cemento sea abastecido localmente, junto con los bajos márgenes de beneficio y la alta competitividad de este sector, pueden ser señales en contra de regulaciones del tipo de precios al carbono para esta industria. Esto se debe a que la alta

informalidad impediría la correcta aplicación y monitoreo del impuesto, mientras que los actores formales se verían severamente afectados por la política, generando distorsiones en la competitividad del sector.

Las principales políticas de mitigación en el sector del cemento deberán focalizarse en el impulso a la circularidad, la adopción de normas técnicas y la sustitución del clínker por insumos alternativos

En América Latina y el Caribe se debe destacar la FICEM, que representa a las empresas productoras, institutos y asociaciones de cemento de los países de la región, además de España y Portugal. Dentro de su visión se encuentra el fomento del desarrollo sostenible en la industria del cemento. La FICEM forma parte de la Asociación Global de Cemento y Concreto (GCCA, por sus siglas en inglés) y adhiere a su hoja de ruta para un cemento y hormigón neutro en carbono para 2050 (GCCA, 2021). Diez países en la región cuentan ya con hojas de ruta⁸ de la FICEM para la descarbonización del cemento: Argentina, Chile, Colombia, Costa Rica, Guatemala, Honduras, México, Panamá, Perú y República Dominicana,

8 Una hoja de ruta es un documento o plan estratégico que establece los pasos o hitos claves necesarios para alcanzar un objetivo específico.



mientras que Brasil ha desarrollado una propia. Estos países comprenden el 90 % de la producción de cemento de la región (GCCA, 2021). Esos documentos destacan que la región ya ha realizado esfuerzos en busca de la modernización del sector dirigidos a su descarbonización, principalmente con la reducción en el factor clínker y la renovación de los hornos; sin embargo, existe margen de mejora

en cuatro aspectos. El primero y más relevante es continuar con la disminución en el factor clínker; el segundo, extender las actualizaciones del parque de hornos; el tercero, aumentar la tasa de sustitución de combustibles fósiles; y finalmente, descarbonizar la generación eléctrica o fomentar la autogeneración con energías limpias en los casos en que es eficiente (GCCA, 2021).

Acero y hierro

Globalmente, el sector del acero es el principal consumidor industrial de carbón. Este insumo representa el 75 % de la demanda energética del sector y el 25 % de las emisiones mundiales de la industria a nivel global (AIE, 2020d). Dentro de América Latina y el Caribe, por ejemplo, el sector metalúrgico brasileño demanda más del 72 % del carbón vegetal producido en el país, siendo Brasil el principal productor global de este material combustible (van Dam et al., 2017). La producción de acero en América Latina y el Caribe representa cerca del 4 % de la producción mundial, siendo Brasil y México los principales países fabricantes, con cerca del 84 % del total de la región, seguidos por Argentina (8 %), Perú, Colombia y Chile (2 % cada uno) (ALACERO, 2022).



El sector del acero es el principal consumidor industrial de carbón, insumo utilizado para la generación de altas temperaturas

El acero es el tercer material a granel fabricado más abundante, solo superado por el cemento y la madera, y sus propiedades son tener alta durabilidad, resistencia y reciclabilidad y un bajo costo (AIE, 2020d). Cerca del 50 % de la producción de acero es utilizada en la construcción; le siguen en importancia por consumo la industria automotriz y la maquinaria mecánica, con una demanda del 17 % del acero producido cada una, mientras que la fabricación de productos metálicos representa un 12 % del uso (ALACERO, 2022). La capacidad de producción de acero bruto más que

se duplicó en los últimos 20 años, y el 85 % de este crecimiento se dio en países en desarrollo, principalmente en China (AIE, 2020d). El fuerte aumento de la demanda de acero propició un crecimiento en el parque de hornos acereros. Dado que la vida útil de esas instalaciones está estimada entre 20 y 24 años, el rápido crecimiento de las plantas plantea una dicotomía. La edad promedio de estos nuevos hornos es de 13 años. Si se operan durante toda su vida útil, las emisiones provenientes de estos hornos pueden agotar la mayor parte del presupuesto de carbono para el sector (AIE, 2020d). En caso de no utilizarse en su capacidad máxima, se tendría un gran parque de hornos como activos varados. A su vez, la AIE proyecta que la demanda global de acero hacia 2050 aumente en más de un tercio respecto a su nivel actual. Por este motivo, existe una gran presión sobre el sector para descarbonizar su producción y poder hacer frente a la demanda creciente con un parque de hornos relativamente joven en países en desarrollo.

El 95 % de las emisiones del sector ocurren en el proceso de producción del acero y en su finalización y distribución (Zoryk y Sanders, 2023). Estas emisiones se deben principalmente al alto consumo energético, puesto que los combustibles fósiles son la fuente principal. El sector representa el 20 % del consumo energético de los sectores industriales a nivel global y el 8 % del consumo energético mundial (AIE, 2020d). La producción de acero puede realizarse principalmente mediante dos vías. La más común es la vía primaria, la cual representa cerca del 70 % de su producción global y es aquella en la que se obtiene acero principalmente a partir de mineral de hierro, por lo general, utilizando hornos altos y acerías de oxígeno básico

(BF-BOF, por sus siglas en inglés). En este proceso, los hornos altos son alimentados con mineral de hierro, coque, carbón, gas natural, monóxido de carbono e hidrógeno para producir hierro fundido. También se utiliza cal o dolomita para controlar las impurezas del proceso. Una tonelada de hierro fundido creado de esta forma requiere cerca de 15 GJ de energía y genera en promedio 2,2 t de CO₂ (AIE, 2020d). El hierro fundido es luego utilizado en la acería de alto horno junto con chatarra para producir el acero.

Todos los insumos utilizados en el proceso de producción del hierro son intensivos en carbono. La extracción del mineral de hierro contribuye en un 4 % a las emisiones de toda la cadena de valor de este producto (Zoryk y Sanders, 2023). Estas emisiones pueden disminuir mayormente con medidas de electrificación y con la generación eléctrica renovable. Sin embargo, el mineral de hierro debe ser preparado para su utilización. Este proceso utiliza calor y presión, para lo cual se necesita carbón, coque, gas natural y electricidad. El carbón y el gas natural, empleados tanto para el preparado del mineral de hierro como en el proceso principal, son dos combustibles fósiles con altas emisiones de carbono, siendo el primero el más intensivo de los dos, puesto que su combustión desprende cerca del doble de CO₂ que el gas natural (EPA, 2009). El coque es un agente reductor con alto contenido de carbono, el cual es producido a partir de la quema de carbón. Este proceso demanda cerca del 16 % del carbón globalmente. El monóxido de carbono y el hidrógeno, utilizados también en este método, son intensivos en carbono, ya que se generan principalmente con carbón y coque. Finalmente, la cal y dolomita liberan CO₂ en su combustión, como se ha explicado en la elaboración del cemento.

Una alternativa a este proceso, que actualmente representa solo el 10 % de la producción primaria de acero mundial, es la reducción directa del hierro (DRI, por sus siglas en inglés) utilizando primero gas natural y, posteriormente, hornos de arco eléctrico (EAF, por sus siglas en inglés). Las principales diferencias entre este proceso y el anterior son que requiere minerales de hierro de alta calidad, la utilización como agente reductor de hidrógeno, generado a partir de gas natural en lugar de coque, y un mayor uso energético, principalmente electricidad y gas natural (AIE, 2020d). Este método es menos intensivo en emisiones de GEI, sobre todo, por su escaso o nulo uso del carbón y el coque, con un alto potencial de descarbonización si la electricidad utilizada es generada con fuentes limpias. Usando como parámetro

la intensidad de carbono por generación eléctrica a nivel global, esta ruta actualmente emite en promedio 1,4 tCO₂/t de hierro crudo, de los cuales 0,4 tCO₂ son explicados principalmente por emisiones secundarias del uso de electricidad. Esto representa poco menos de dos tercios de las emisiones de la opción de BF-BOF. Con una matriz eléctrica 100 % verde, estas emisiones representarían menos de la mitad de las emisiones del proceso primario de BF-BOF. La escasez de mineral de hierro de alta calidad es la principal limitación a la expansión de esta ruta (Zoryk y Sanders, 2023). Solo el 4 % de la oferta global de mineral de hierro es adecuado para un uso de este tipo (Nicholas y Basirat, 2022), siendo Brasil el principal proveedor mundial de este mineral (Franklin Templeton, 2023)

La vía secundaria de producción del acero utiliza chatarra como insumo principal y se realiza con un horno de arco eléctrico, cuya principal fuente de energía es la electricidad, en lugar del carbón. En este método, se realiza una primera reducción del mineral de hierro en estado sólido usando derivados del gas natural, en vez de fundirlo en los hornos. Si bien este método emite significativamente menos GEI, por sí sola no sería viable para satisfacer el incremento proyectado de la demanda de hierro para 2050 dado que se precisa chatarra para su producción, por lo que será necesaria la vía primaria para la creación genuina del acero a partir de mineral de hierro (Blank, 2019). Anualmente se utilizan cerca de 700 millones de toneladas (Mt) de chatarra en esta ruta, mientras que se producen 1.870 Mt de acero crudo por año.



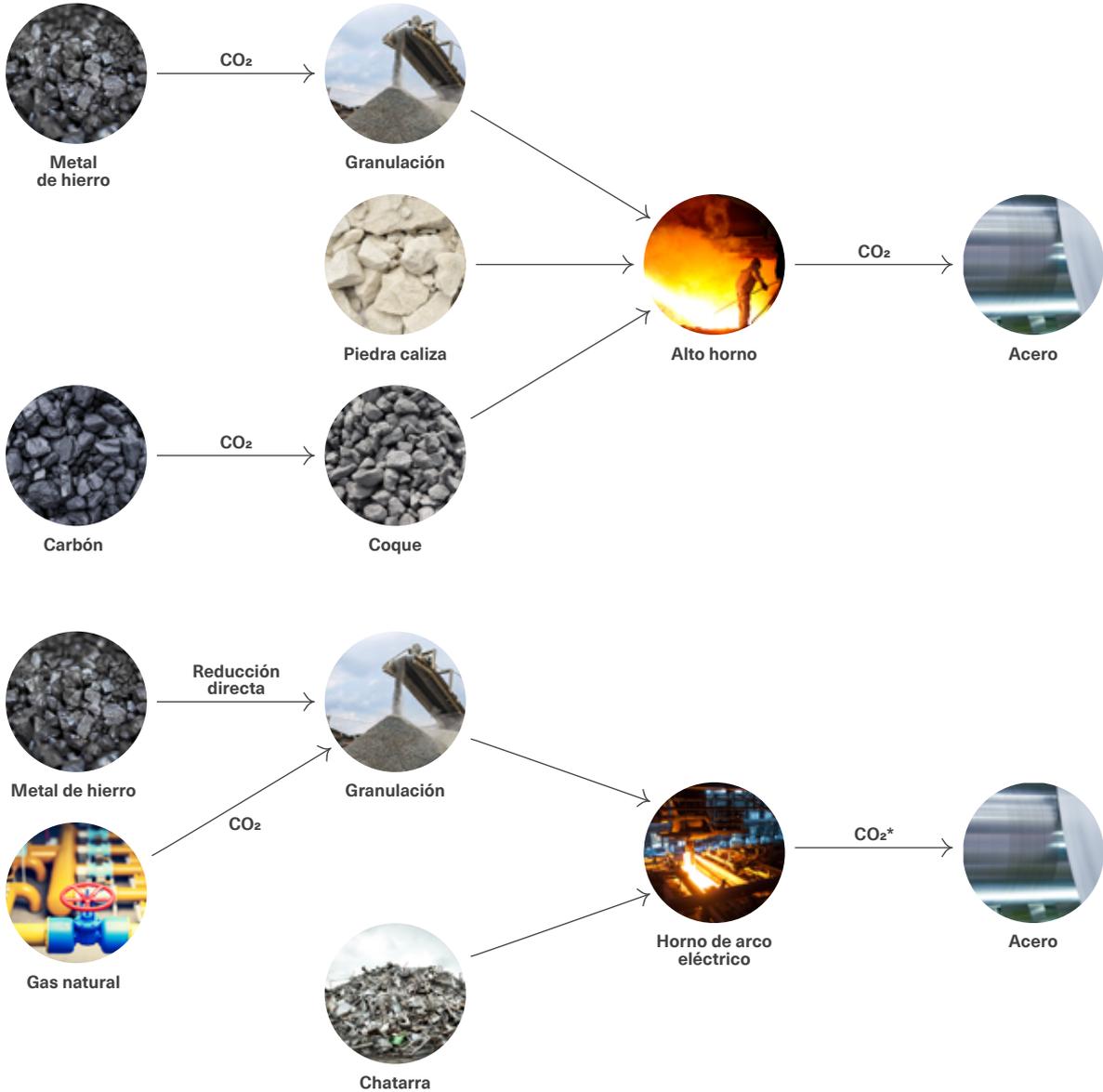
El acero en América Latina y el Caribe es producido utilizando hornos eléctricos en mayor proporción que en el promedio mundial

Algo que distingue a América Latina y el Caribe del resto del mundo es que ambos métodos de producción se utilizan en proporciones similares. En Brasil, la ruta primaria es la predominante, representando cerca del 75 % de la producción, similar al promedio mundial, mientras que en México la secundaria representa más del 80 %. En el resto de la región, la ruta secundaria también es la preferida (Pupo y González, 2023). Esta diferencia en el mayor uso de la vía secundaria y el hecho de que la matriz eléctrica de América Latina y

el Caribe sea relativamente limpia explican, en parte, que en la región las emisiones por tonelada de acero sean menores que el promedio global. En 2019, las emisiones de la producción de acero (medidas en kg

de CO₂/t) fueron un 12 % menores que en el resto del mundo y 25 % inferiores a las de China, el principal productor de hierro en el mundo, con más del 50 % de la producción total (ALACERO 2021).

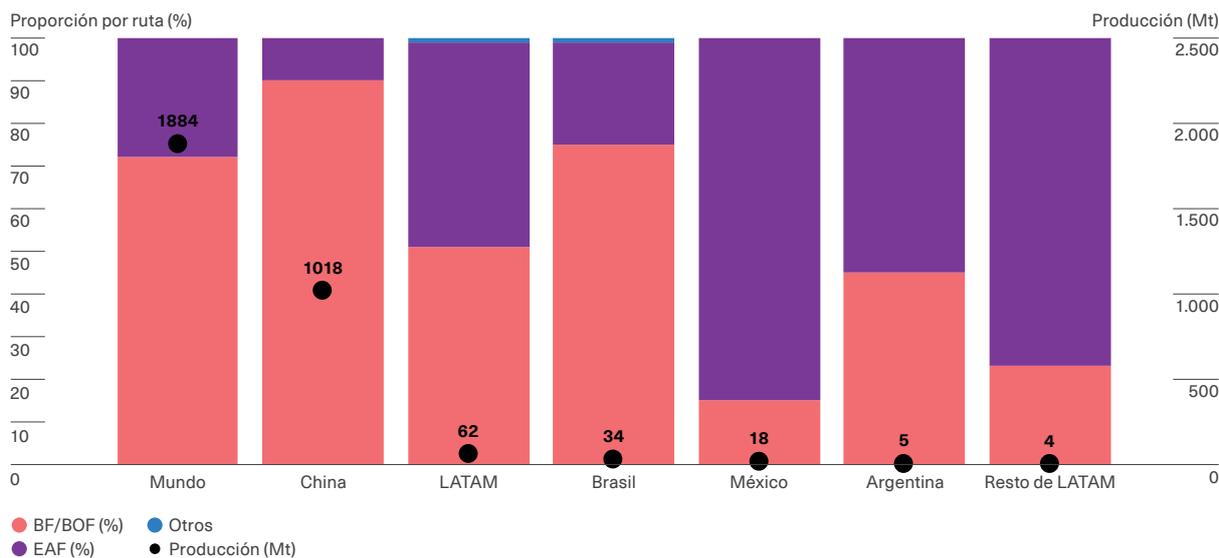
Figura 6.2
Proceso de producción del acero



*La intensidad de emisiones del proceso dependerá de la intensidad de emisiones de la matriz eléctrica.
Fuente: Elaboración propia.

Gráfico 6.5

Producción de acero crudo según la metodología



Fuente: Elaboración propia con base en datos de Pupo y González (2023).

Además de tener altas emisiones de CO_2 , la producción de hierro genera otros contaminantes, entre ellos los principales del aire (SO_2 , NO_x y $\text{MP}_{2.5}$) (AIE, 2020d). El proceso productivo también contamina el suelo a partir de la liberación de metales pesados (Khudhur et al., 2018; Yang et al., 2018). Un subproducto contaminante de la elaboración del acero es la escoria (*slag*). Cada tonelada de acero producida por la ruta primaria genera cerca de 400 kg de

escoria, mientras que el método de arcos eléctricos produce cerca de la mitad de esa sustancia (World Steel Association, 2018). La manipulación de escoria implica riesgos de seguridad y su almacenamiento es costoso. Sin embargo, este producto es utilizado frecuentemente como fertilizante y puede emplearse como sustituto del clínker en la producción de cemento (AIE, 2018a).

Tecnologías para la transición energética

A diferencia del cemento, la mayor parte de las emisiones del hierro son por el consumo energético, dada la gran necesidad de energía de los hornos para alcanzar altas temperaturas. Por lo tanto, las soluciones tecnológicas que permitirían reducir las emisiones de este sector están concentradas principalmente en la sustitución de los insumos fósiles, mejoras en la eficiencia, la electrificación y la captura de carbono con uso o almacenamiento.

La AIE, en sus escenarios de descarbonización, proyecta que para 2050 será necesario disminuir en un 40 % el uso del carbón en este sector, duplicando el uso de energía eléctrica. Para lograrlo es preciso incrementar la proporción de la producción de acero mediante la vía secundaria. Otra de las razones por las que la AIE prevé un aumento tan grande en el uso de electricidad es el reemplazo del carbón por hidrógeno verde, por lo que la AIE proyecta que el

30 % de la electricidad que se utilice será destinada a la producción de este insumo. Dada su riqueza en recursos naturales, América Latina y el Caribe tiene un amplio potencial para la producción de hidrógeno verde y electricidad generada con fuentes renovables. A su vez, la región no es un gran demandante de hierro en el mercado global, por lo que puede convertirse en un futuro cercano en un exportador neto de hierro de bajas emisiones producido a partir de la ruta secundaria (AIE, 2020a). Esto requeriría que se invierta en plantas de fabricación de acero primario con producción de hidrógeno electrolítico. En los países con grandes reservas de gas natural, se podría considerar este recurso como una alternativa de corto plazo.

Como ya se mencionó anteriormente, los altos hornos nuevos ya incorporan medidas de eficiencia energética. China, por ejemplo, ha invertido fuertemente en la producción de cemento con acerías de alto horno de elevada eficiencia y ha cerrado acerías anticuadas, ineficientes e, incluso, algunas ilegales (AIE, 2020a). Esto se puede constatar cuando se observa la edad promedio de los hornos a nivel mundial. En el caso de China, la edad promedio de la flota de hornos es de 16 años; en América Latina y el Caribe este promedio es de 28 años, mientras que el promedio mundial se sitúa en 25 años. Estos números contrastan fuertemente con los de los países desarrollados. En Estados Unidos el promedio ronda los 35 años, mientras que, en Europa occidental este valor se sitúa en torno a los 41 años (Wang et al., 2019). Estos valores revelan dos puntos a destacar. El primero, dado que la vida útil de los hornos es de aproximadamente 20-25 años, edad a la cual se puede reemplazar su revestimiento interior (AIE, 2020a), el periodo de funcionamiento de esas instalaciones a nivel mundial va mucho más allá de su vida útil, lo que causa mayores ineficiencias en la producción. Segundo, los hornos de América Latina y el Caribe tienen una edad promedio relativamente baja en comparación con los países desarrollados, lo que explica en parte la mayor eficiencia energética en la producción de acero (Pupo y González, 2023).

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

potencial de mitigación (AIE, 2020a). Aquellas cuya implementación aún no es viable, pero que podrían tener altos potenciales de mitigación, son la fundición con captura y utilización o almacenamiento de carbono y la reducción directa a partir de hidrógeno electrolítico. Sin embargo, esas técnicas solo estarán disponibles como temprano en 2030. Una alternativa innovadora que se destaca es la fabricación de hierro con hidrógeno (HYBRIT, por su sigla en inglés). Esta tecnología permite la fabricación primaria del acero sin utilización de combustibles fósiles, mediante hornos de arcos eléctricos e hidrógeno producido por medio de la electrólisis del agua.



Las soluciones tecnológicas que permitirían reducir las emisiones de este sector están concentradas principalmente en la sustitución de los insumos fósiles, mejoras en la eficiencia, la electrificación y la captura de carbono con uso o almacenamiento

Finalmente, además de los esfuerzos de eficiencia energética, son necesarias las contribuciones tanto del lado de la oferta como de la demanda. En el caso de la oferta, se ha observado en los últimos años un avance en los anuncios de emisiones cero por parte de grandes acerías; sin embargo, la suma de la producción de las compañías adheridas solo representó el 8 % de la producción mundial de acero en 2019 (Blank, 2019). En América Latina, destaca la Asociación Latinoamericana del Acero (ALACERO), la cual promueve la sustentabilidad y rentabilidad de este sector en la región. Esas prácticas unifican los esfuerzos del lado de la industria, mientras que la Asociación representa al sector acerero de la región ante organismos internacionales. En 2022 esta entidad presentó el primer reporte consolidado de sustentabilidad del sector del acero en América Latina.

También se observan iniciativas importantes por parte de actores privados. La empresa Ternium, en su planta en Argentina, cuenta con el récord de reemplazo de carbón mineral por gas natural como agente reductor. En su planta en Brasil, realizó un acuerdo con los responsables del relleno sanitario

del municipio de Seropédica para el aprovechamiento del biometano. En sus plantas de Guerrero y Puebla (México), Ternium captura el CO₂ del proceso de reducción del mineral de hierro, el cual es luego utilizado, por ejemplo, en la industria de bebidas (ALACERO, 2021). La empresa Gerdau, en Brasil, tiene iniciativas de producción de acero utilizando carbón vegetal. La biomasa utilizada para la producción del carbón vegetal es, a su vez, producida por una firma certificada en el Forest Stewardship Council (FSC). Gerdau en Ouro Branco también ha desarrollado grandes esfuerzos de eficiencia energética, mediante cambios en la combinación de fuentes combustibles, así como en gestión de la energía. También en su planta de Várzea do Lopes, se comenzaron a utilizar camiones propulsados a gas natural y buses eléctricos (ALACERO, 2021).

Del lado de la demanda, se ha observado un fuerte crecimiento de la demanda de acero “verde” o acero libre de emisiones, impulsada principalmente por el sector del transporte. Hasta mayo de 2023, se habían registrado 48 acuerdos de suministro de acero verde o libre de emisiones, de los cuales, 21 fueron alcanzados con firmas del sector del transporte (Roca, 2023). A nivel global, destacan Steel Zero, creada en 2022 por el Climate Group, y First Movers Coalition (FMC),

fundada en 2021, con el objetivo de establecer mercados para la comercialización de tecnologías limpias innovadoras. En el caso de Steel Zero, esta iniciativa promueve el uso del acero verde, comprometiendo a las firmas que se unen a ella a que el 50 % de la demanda de este producto sea de este tipo y alcanzar el 100 % para 2050. FMC establece que, para 2030, al menos el 10 % del volumen del acero demandado será libre de emisiones. En el caso de China, destaca Baosteel, compañía acerera cuya producción es equivalente a la de India, el segundo fabricante a nivel global (AIE et al., 2023). Baosteel finalizó un acuerdo con Mercedes-Benz en 2022 por el que se compromete, desde 2026, a reducir las emisiones gradualmente entre el 50 % y el 80 %, para finalmente producir 95 % de su acero libre de emisiones (SteelOrbis, 2022).

En general, el acero libre de emisiones se vende a precios más altos, y se está observando un aumento en su demanda, por lo que se percibe también una oportunidad de crecimiento en este mercado en el corto plazo (Zoryk y Sanders, 2023). La expansión de estos mercados verdes, junto con los anuncios de mecanismos de ajustes fronterizos de carbono, refuerza la importancia de que las acereras de la región se posicionen primero en estos mercados, logrando establecerse como una industria pionera en el acero libre de emisiones.

Políticas para avanzar en la descarbonización del sector del acero

La principal barrera para una rápida descarbonización son los altos costos que implican las políticas de mitigación en un mercado muy competitivo como es el del acero. La baja madurez de algunas tecnologías hace que las que actualmente son viables tengan costos elevados, mientras que la implementación de otras alternativas aún no es factible.

Se estima que el costo de inversión para una producción global baja en CO₂ será aproximadamente de entre USD 600 millones y USD 800 millones anuales. Si esta inversión fuera realizada en el reacondicionamiento del parque de hornos vigentes, alternativa sin reducción de emisiones, el costo sería aproximadamente de un tercio (MPP, 2021). Por otra parte, la inversión en una fábrica que permita la producción de acero verde es un 90 % más cara que la de una nueva planta convencional (MPP, 2022).

No solo el costo de renovación es una restricción, sino que, como ya se mencionó, las inversiones en capital en la industria acerera se realizan aproximadamente cada 20 años, por lo que en varios casos esto limitará la inversión en renovación de plantas que se encuentren lejos de su amortización total (MPP, 2022).

Las empresas que actúen primero en el mercado del acero verde tienen la ventaja de poder aprovechar los nuevos mercados ya mencionados, como lo es la creciente demanda de acero verde en el sector automotor. Sin embargo, actuar primero también implica costos elevados de inversión e insumos. El costo de producción está muy vinculado al precio de los insumos energéticos. Considerando las principales alternativas de descarbonización, el costo productivo de cada tonelada de acero puede ser entre un 15 % y



un 40 % mayor que con la ruta primaria actual (MPP, 2021). Estos mayores costos implicarán una prima para el acero verde. Por ello, será clave que siga expandiéndose la demanda de acero bajo en carbono, para que el diferencial de precios entre el acero tradicional y el acero verde no represente una desventaja competitiva para los actores que se muevan primero en este mercado.

En el largo plazo, se espera que esta prima vaya disminuyendo debido a un incremento generalizado en la demanda de insumos verdes, no solo en el transporte, sino también en la construcción y en la industria manufacturera. Bloomberg NEF estimó los costos por tonelada de acero para las principales rutas tradicionales y para los métodos con hidrógeno a partir de gas natural y electrolisis, así como la vía con captura y almacenamiento de carbono. Según esa estimación, para 2021 las tres rutas verdes son en promedio un 40 % más caras que las tradicionales, mientras que para 2050 la producción de acero verde costaría un 5 % menos que la producción tradicional (Roca, 2023).

Las políticas públicas y de organismos multilaterales deberán priorizar la superación de las barreras a la descarbonización y potenciar las oportunidades que se generen a partir de ella. Una de esas

políticas es el apoyo a la financiación de la inversión en fábricas de acero verde y en los insumos necesarios para la producción baja en CO₂. Tanto la construcción de plantas modernas como la producción de hidrógeno o la captura de carbono requieren grandes inversiones. Este apoyo podrá incluir préstamos específicos, garantías de crédito o incluso subsidios. Políticas nacionales o regionales que incentiven el hidrógeno verde impactarán en la transición del sector acerero. También será necesario que los gobiernos continúen avanzando en la descarbonización de la red eléctrica.

●● América Latina y el Caribe tiene potencial para convertirse en un exportador neto de acero verde

En el corto plazo, la prima por acero verde y la existencia de mercados para este producto serán el principal impulsor para la industria. Más allá de las iniciativas privadas ya mencionadas, puede ser de interés tanto para los gobiernos locales como para los bancos de desarrollo el fomento a la creación de estos mercados y la reducción de los costos del acero verde (AIE, 2020a; MPP, 2021).

Cuadro 6.2
Políticas para la industria del acero

Desafío	Objetivo	Políticas
Aumento en la demanda de acero y elevado consumo de combustibles fósiles como insumo energético	Desarrollo de una industria de acero verde	Promoción para el desarrollo de una industria de hidrógeno verde Apoyo en el financiamiento para renovaciones de hornos Fomento de polos industriales que permitan la producción de acero en zonas cercanas a las fuentes de producción de hidrógeno verde
	Mejoras de eficiencia en la producción primaria de acero	Apoyo financiero para la adopción de la mejor tecnología disponible
	Aumento de la producción de acero por la ruta secundaria	Inversión en educación y equipamiento para una mayor recuperación de chatarra

Industria química

La industria química es más compleja que la del cemento y el acero, dado que engloba varios insumos que son muy importantes para las economías. Entre ellos están el amoníaco (clave para los fertilizantes), el metanol (con múltiples usos como solvente, anticongelante, combustible o para la producción de formaldehído) y los productos químicos de alto valor (HVC, por sus siglas en inglés), de los que se deriva, por ejemplo, el plástico. Esta industria es la principal consumidora de petróleo y gas como insumo energético y para la producción de petroquímicos, lo que la convierte, a su vez, en la principal industria en términos de consumo energético. Dos diferencias importantes de las industrias del acero y el cemento con la industria petroquímica son que esta última tiene un consumo mucho menor de carbón y que gran parte del contenido de carbono de los insumos utilizados quedan almacenados en el producto final y solo son liberados en caso de su quema o descomposición.



La industria química es la principal consumidora de petróleo y gas como insumo energético

Amoníaco (NH₃)

El amoníaco es un importante insumo para la elaboración de fertilizantes y juega un rol primordial en la seguridad alimentaria (FAO, 2022). Cerca del 70 % del amoníaco producido se utiliza en abonos, mientras que el resto se emplea en plásticos, explosivos y fibras sintéticas (AIE, 2021a). Se estima que la mitad de la provisión de alimentos a nivel mundial depende de estos fertilizantes (Gabrielli et al., 2023), por lo que los crecimientos poblacionales proyectados, junto con el desarrollo de las economías emergentes, incrementarán la demanda de fertilizantes y, consecuentemente, de amoníaco.

La producción y consumo de químicos emiten GEI de tres formas. Primero, utilizando combustibles fósiles como insumo para la producción de plásticos, pesticidas y otros químicos; por ejemplo, el gas natural es el principal insumo para la síntesis del amoníaco. Segundo, consumiendo grandes cantidades de energía para la síntesis y elaboración de los productos finales. Y finalmente, algunas de las sustancias que se producen son potentes gases de efecto invernadero, como, por ejemplo, los hidrofluorocarburos, utilizados en refrigerantes y aerosoles.

En la etapa de producción, el amoníaco es el principal emisor de GEI y el compuesto con mayor intensidad de carbono (Pupo y González, 2023). Está seguido por el metanol, cuya producción ha mostrado el mayor crecimiento dentro de la industria química, aumentando más del 20 % entre 2015 y 2020 (Pupo y González, 2023). Finalmente, los HVC son los de menor intensidad de carbono, emitiendo cerca de 1 tonelada de CO₂eq por tonelada de este producto, menos de la mitad de la intensidad de carbono de los otros dos insumos químicos (Pupo y González, 2023).

Este compuesto también sirve como combustible libre de emisiones⁹. Si bien su utilización presenta limitaciones, principalmente en su distribución y en la adaptabilidad de los vehículos, esta restricción es menor para el sector marítimo, dada la existencia de infraestructura para el transporte y distribución de amoníaco en puertos (Krantz et al., 2020). Lo anterior podría causar un incremento de la demanda de amoníaco, que se sumaría al aumento esperado por la demanda de alimentos.

⁹ El compuesto químico del amoníaco es NH₃, por lo que la combustión de este químico no forma CO₂.

En el proceso de producción del amoníaco, más del 95 % del consumo energético proviene de combustibles fósiles (Pupo y González, 2023). La generación de las altas presiones y temperaturas necesarias para la producción de amoníaco se realiza a partir de combustibles fósiles (Pupo y González, 2023). Además, el gas natural, principalmente compuesto por metano (CH_4), es esencial para la síntesis del hidrógeno (H), el cual se utiliza como insumo clave en la producción de amoníaco. Es importante destacar que la producción de amoníaco utilizando hidrógeno como insumo

no genera CO_2 durante la síntesis. Sin embargo, la obtención de amoníaco también implica el uso de ácido nítrico (HNO_3), que, al ser producido, emite óxido nítrico (N_2O), un potente gas de efecto invernadero, así como NO_x , que son contaminantes del aire (IPCC, 2006). Por otra parte, el amoníaco puede someterse a un proceso de craqueocatalítico, generando hidrógeno y nitrógeno como subproductos (Pupo y González, 2023). Este hidrógeno resultante tiene un valor creciente como combustible tanto en la industria como potencialmente en el sector del transporte pesado.

Metanol (CH_3OH)

En la última década, el metanol ha sido el producto químico con mayor crecimiento en la producción, equivalente al 6,5 % anual (AIE, 2021a). Esto se explica por los diversos usos que tiene, principalmente en combustibles (30 %), pero también para la elaboración de plásticos, ácido acético, formaldehído y otros productos químicos, como los HVC (Pupo y González, 2023). La producción del metanol es intensiva en el uso de combustibles fósiles y suele estar localizada en países o regiones con manufactura petroquímica avanzada. En América Latina y el Caribe, se destaca Trinidad y Tobago, que en 2021 lideró el mercado global del metanol, siendo el principal exportador. Sus exportaciones de metanol ese año fueron de cerca de 4.000 millones de kg, representando el 15 % del total mundial para ese producto (Report Linker, 2023).

El metanol es producido principalmente a partir del gas natural (60 % de su producción). Esta ruta es la más eficiente dado el alto contenido de metano en este gas. Casi la totalidad de la producción restante de metanol se realiza a partir de carbón (39 %). En esta vía, la quema de carbón produce gas de síntesis que es convertido en metanol. Este método está siendo descontinuado porque es el de mayores emisiones de GEI (Pupo y González, 2023). Finalmente, existe una forma de producción a partir de fuentes renovables, pero solo representa un 1 % de la producción. En esta ruta los insumos principales son la biomasa (desechos agrícolas o forestales), el CO_2 capturado en otros procesos productivos y el hidrógeno obtenido con energía renovable (Pupo y González, 2023).

Productos químicos de alto valor (HVC) y el plástico

Los productos químicos de alto valor o HVC comprenden compuestos como el etileno, el propileno, el benceno, el tolueno y los xilenos. La demanda de estas sustancias está principalmente impulsada por la de plástico (Gabrielli et al., 2023). Sin embargo, las emisiones de GEI del plástico son mayores que las de los HVC, dada la intensidad energética que implica el proceso de transformación de esos compuestos en plástico (Gabrielli et al., 2023). A su vez, el plástico es el producto a granel más demandado desde la década de 1980 y con mayor crecimiento en la demanda.

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

la descomposición del producto (OCDE, 2022; Zheng y Suh, 2019). Estas estimaciones no incluyen las emisiones fugitivas o emisiones de plásticos mal gestionados, los cuales continúan produciendo CO₂ durante su descomposición o su posterior combustión (OCDE, 2022; Zheng y Suh, 2019). Los plásticos, al descomponerse, generan microplásticos, que, además de ser contaminantes con potenciales daños en la salud de las personas y los ecosistemas, contribuyen al cambio climático. Existe evidencia reciente que sugiere que los microplásticos pueden interferir con la capacidad de los océanos de absorber y secuestrar carbono (Shen et al., 2020). En regiones del Ártico, donde no existe actividad humana aparente, se han detectado microplásticos que contribuyen a acelerar el calentamiento en dicha región, absorbiendo luz y reduciendo el albedo superficial de la nieve (Bergmann et al., 2022; Emberson-Marl et al., 2023; Lusher et al., 2015).

Si bien el sector destaca por su consumo energético y sus consecuentes emisiones de GEI, los mayores daños que causa se deben a su impacto medioambiental. Dentro del sector industrial, el sector

químico es el segundo en cuanto a emisiones de contaminantes del aire, siendo responsable de cerca de un tercio de las emisiones de SO₂ y casi un quinto de las emisiones de NO_x y MP_{2.5} (AIE, 2018b). Pero quizás el mayor perjuicio medioambiental generado por los productos químicos es la contaminación en el agua. Jambeck et al. (2015) estimaron que, en 2010, entre 5 Mt y 13 Mt de plásticos entraron en el océano, ocasionando diversos daños. Por ejemplo, los poliuretanos pueden causar eutrofización marina¹⁰, lo que afecta gravemente a los ecosistemas acuáticos, mientras que los cloruros polivinílicos (más conocidos como PVC) son cancerígenos para los humanos y, al ser ingeridos por los peces o filtrarse en los sistemas de agua potable, terminan siendo consumidos por las personas (OCDE, 2022).



El principal problema del plástico es su contaminación ambiental. El 10 % de las emisiones del plástico se generan en la etapa final de su vida útil

Tecnologías y políticas para la descarbonización de la industria química

Las políticas de descarbonización de la industria química deberán incluir una combinación de medidas tanto del lado de la oferta como de la demanda. Si bien esto también es cierto para la industria cementera y acerera, cobra aún mayor importancia en el sector químico por dos razones principales. Primero, porque globalmente la demanda de productos químicos seguirá creciendo en el camino hacia 2050 en la medida que son principalmente utilizados como insumos de bienes de alta demanda. Segundo, porque como ya se explicó, la mayor parte de la producción de estos compuestos depende de combustibles fósiles y no existen suficientes alternativas que permitan descarbonizar la oferta totalmente en el corto plazo.

En este sentido, las principales medidas de descarbonización están estrechamente vinculadas con la transición energética. Estas son la captura de carbono con utilización o almacenaje, el hidrógeno verde, la electrificación de los procesos productivos y la sustitución de insumos por otros no contaminantes. Dentro de las medidas del lado de la demanda, se destaca la circularidad y las políticas que limiten el uso de ciertos productos químicos, como, por ejemplo, la prohibición de plásticos de un solo uso. En este apartado se presentan las soluciones específicas al amoníaco, el metanol, los HVC y los plásticos, con foco en la transición energética. El capítulo 5 discute la industria del hidrógeno verde, mientras que el capítulo 10 dará más detalles sobre la captura de carbono.

¹⁰ La eutrofización marina es un proceso por el cual el ambiente acuático se enriquece con demasiados nutrientes, lo que genera un crecimiento excesivo de plantas y algas en estuarios y aguas costeras. Esta vegetación absorbe oxígeno del agua, lo que puede matar a peces y hierbas marinas y reducir los hábitats marinos esenciales (NOAA, s. f.).

En el caso del amoníaco, hay grandes avances. Dentro de los escenarios de descarbonización de la AIE, las medidas de eficiencia energética representan el 25 % de los esfuerzos de mitigación y la mayor parte de estos esfuerzos se realizarían antes de 2030. Estos incluyen la adopción de las tecnologías avanzadas disponibles, mejoras operacionales y, principalmente, la sustitución del carbón por gas natural u otros combustibles menos intensivos en carbono (AIE, 2021d). A su vez, la captura de carbono en el proceso de producción de amoníaco ya es común, por la propia necesidad de separar el CO₂ del hidrógeno en el proceso productivo (AIE, 2021d). Este carbono capturado es utilizado, junto con el amoníaco, para la producción de urea, insumo empleado principalmente en fertilizantes, pero también en algunos complementos alimenticios para animales y en la producción de plásticos. Sin embargo, no todo el CO₂ emitido se captura; una parte es liberado a la atmósfera. A su vez, parte del CO₂ capturado y utilizado en la producción de urea termina siendo liberado en la etapa de uso del bien final. Es posible aumentar la cantidad de CO₂ capturado y almacenado; sin embargo, esto requiere de inversiones adicionales para la propia captura y para el transporte del CO₂ a los depósitos (AIE, 2021d). Otros esfuerzos con potenciales significativos son la mejora en la eficiencia energética. Kermeli et al. (2017) muestran que inversiones en *software* para procesos de control en una planta en Australia generaron aumentos en la producción de amoníaco y reducciones en las emisiones de CO₂ y que dicha recuperación se logró en tan solo seis meses. Del lado de la demanda, el uso eficiente de los fertilizantes es clave tanto para la reducción en la demanda de amoníaco como para la reducción de los daños medioambientales por la filtración del nitrógeno (Smith y Martino, 2007).

En el caso del metanol, existen dos vías principales para la descarbonización en el corto plazo. La primera es la producción de biometanol, metanol producido a partir de biomasa. El biometanol puede utilizarse como combustible y reduce las emisiones de N₂O en un 80 %, las de CO₂ en el 90 % y las de SO₂ en un 100 %, además de mejorar la eficiencia energética del uso de combustibles si se utiliza junto con diésel o gas natural (Deka et al., 2022). Este combustible puede ser producido a partir de desechos de la silvicultura o la agricultura, así como de desechos municipales e industriales (IRENA, 2021). Otra alternativa es el metanol verde o e-metanol, el cual es producido a partir de bioenergía con captura de carbono (BECCS, por su

sigla en inglés) e hidrógeno verde (IRENA, 2021). Las principales limitaciones de ambas alternativas son los costos de producción, siendo el e-metanol significativamente más caro. Actualmente, se producen menos de 0,2 Mt de metanol renovable al año, mayormente biometanol (IRENA, 2021).

El plástico, por su parte, presenta más alternativas. La principal en el corto plazo es el reciclaje, en el sentido de que disminuiría la producción primaria de plástico y las emisiones en la etapa de desechos. Sin embargo, en el proceso de reciclaje existen emisiones de GEI por la descomposición del plástico y por el uso energético necesario para esa actividad. Existen dos alternativas principales para el reciclaje del plástico. La primera es el reciclaje mecánico, que es el método más conocido e implica la clasificación, lavado, molienda y reprocesado del plástico. Esta ruta es la de menos emisiones, dado que utiliza principalmente electricidad. Sin embargo, tiene una menor tasa de recuperación del plástico, puesto que no todos los desechos son regenerados. En el caso, por ejemplo, de las botellas de plástico, un aumento en el reciclaje mecánico podría reducir las emisiones entre el 9 % y el 14 % (Gracida-Alvarez et al., 2023). La alternativa es el reciclaje químico, el cual permite una mayor recuperación de los desechos, pero genera mayores emisiones. Gracida-Álvarez et al. (2023) estiman que un aumento en el reciclaje químico de las botellas de plástico no tendría reducciones netas de GEI. Uno de los potenciales del reciclaje del plástico es la quema para uso energético; sin embargo, esta alternativa, si bien reduce el uso de otros combustibles fósiles para la quema, libera GEI (Shen et al., 2020).

La sustitución de plásticos por otros materiales no es una opción que claramente implique reducciones de GEI. En algunos casos, el plástico es incluso un insumo que permitiría disminuir las emisiones, como en la industria automotriz, ya que hace posible reducir el peso de los vehículos y aumentar la eficiencia energética de estos (IPCC, 2023). Stefanini et al. (2021) comparan el impacto de las botellas de vidrio y plástico en las emisiones de GEI, el consumo de agua y la toxicidad, entre otros impactos, y concluyen que las botellas de plástico tereftalato de polietileno son la opción menos contaminante, exceptuando el impacto en lo que respecta a la contaminación del agua. Civancik-Uslu et al. (2019) muestran que, para el caso de las bolsas, existe una relación inversa entre el impacto en desechos y el impacto



medioambiental. Por ejemplo, las bolsas de plástico de un solo uso tienen un potencial mayor de terminar como un desecho que las bolsas de papel, mientras que esta relación se invierte si observamos las emisiones de CO₂. Finalmente, Helmcke et al. (2022) analizan el impacto de 14 productos de plástico comparándolos con su mejor alternativa no plástica. En ese análisis muestran que 13 de los 14 productos plásticos tienen menores emisiones de CO₂ que su alternativa no plástica y que existen pocas alternativas al plástico en determinados productos, como los de embalaje, siendo estos la principal fuente de desechos globalmente (Rosenboom et al., 2022). Es importante aclarar que el impacto está vinculado con el uso. Productos de un solo uso tienen mayores impactos medioambientales, principalmente como potenciales desechos (PNUMA, 2020b).

Otra alternativa al plástico son los bioplásticos, aunque la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE, 2022) estima que estos materiales representarán únicamente un 0,5 % de los plásticos en 2060. El principal insumo para los bioplásticos son azúcares fácilmente fermentables, como la caña de azúcar, el maíz y los aceites vegetales comestibles. Estos productos tienen la clara desventaja de necesitar grandes extensiones de tierra para su cultivo, lo que competiría con la producción de alimentos y tendría potenciales emisiones de carbono por el uso de la tierra. A su vez, su producción es más cara que la de los plásticos tradicionales (Rosenboom et al., 2022). La ventaja de los bioplásticos es que tienen una menor huella de carbono, con un potencial de reducción de los GEI del 25 % de las emisiones actuales, en algunos casos son biodegradables y pueden ser integrados a la infraestructura existente de reciclaje (Rosenboom et al., 2022).

La electrificación, sustentada con generación de energía limpia, tiene un gran potencial para algunos procesos, como la conversión de resina de plástico al producto final y el reciclaje. Zheng y Suh (2019) muestran que, a nivel global, bajo un escenario de 100 % de energía renovable en 2050, las emisiones tanto de los plásticos basados en combustibles fósiles como de bioplásticos podrían reducirse a la mitad, comparando con un escenario donde la matriz energética no mostrara cambios hasta ese año.



El hidrógeno verde y la captura de carbono serán tecnologías clave para todas las industrias químicas

Finalmente, el hidrógeno verde y la captura de carbono serán claves para la descarbonización de este sector. El hidrógeno verde podría ser usado como reemplazo de combustibles fósiles y como insumo de ciertos productos químicos, como el metanol, el BTX¹¹ y el etileno-propileno (Pupo y González, 2023). En el caso del amoníaco, por ejemplo, cerca del 80 % de las emisiones del proceso productivo se generan en la obtención de hidrógeno (Lee et al., 2022), por lo que el reemplazo por hidrógeno libre de emisiones ofrece un enorme potencial para la producción de este químico. Esto crea también una oportunidad para los fabricantes de amoníaco, dado que la producción de este compuesto e hidrógeno verde podría tener sinergias. En el caso de la captura de carbono, la AIE proyecta que esta tecnología representará cerca del 40 % de la mitigación de GEI para 2050, pero, como ya se mencionó en apartados anteriores, aún no está suficientemente madura y la principal restricción es la de su elevado costo.

En América Latina y el Caribe, destaca Trinidad y Tobago dentro del sector químico, siendo responsable de cerca del 66 % de la producción de amoníaco y del 52 % de la producción de metanol. Esto se explica por el hecho de que este país cuenta con uno de los complejos de procesamiento de gas natural líderes a nivel mundial y utiliza más del 30 % de su capacidad en el procesamiento de amoníaco y metanol (Pupo y González, 2023). Trinidad y Tobago ha iniciado acciones hacia la descarbonización, con el proyecto NewGen, cuyo objetivo es contar con la planta de producción de hidrógeno con bajo contenido de carbono más grande del mundo, con un potencial de abastecer el 20 % de la demanda de hidrógeno de la mayor planta de producción de amoníaco (CariGreen, 2022; Jugessur et al., 2022). Además de las posibilidades de producción de hidrógeno verde, Trinidad y Tobago tiene un gran potencial para la descarbonización, por sus reservas de gas natural y su capacidad instalada para su extracción y comercialización, siendo este hidrocarburo un insumo

11 BTX se refiere a las mezclas de los hidrocarburos aromáticos: benceno, tolueno y los tres isómeros de xileno.

clave para la transición. Además, se puede convertir en un actor clave en el mercado de hidrógeno dado su rol como exportador neto de amoníaco y metanol, su inversión en energía eólica aguas adentro y la inversión en producción de hidrógeno verde (Jugesur et al., 2022).

Otra iniciativa de producción de hidrógeno y amoníaco verde se puede encontrar en Paraguay, con la inversión de ATOME. Esta iniciativa busca abastecer los mercados agrícolas y de fertilizantes del país y ser un exportador neto de fertilizantes verdes. Se espera que la primera planta esté operativa en 2025, mientras que la segunda se espera entre 2027 y 2028.

Cuadro 6.3 Políticas para la industria química

Desafío	Objetivo	Políticas
Aumento en la demanda de químicos y elevado uso de combustibles fósiles como insumo para la producción e insumo energético	Desarrollo de fertilizantes y combustibles sintéticos producidos a partir de hidrógeno verde	Promoción al desarrollo de una industria de hidrógeno verde
		Mayor utilización de la captura de carbono en procesos en los cuales la tecnología ya se encuentra madura, como es el caso de la producción del amoníaco
		Fomento de polos industriales que permitan la producción de químicos en zonas cercanas a las fuentes de producción de hidrógeno verde
Reducción de las emisiones y la contaminación del plástico		Mayores inversiones para educar sobre la importancia de la circularidad en el caso del plástico
		Regulación e impuestos a los plásticos de un solo uso
		Electrificación de la producción de pellets de plástico y del bien final

Tecnologías del futuro: oportunidades para la región

En este capítulo se ha mencionado que una de las principales limitaciones a la adopción de las tecnologías maduras son los elevados costos. Las industrias intensivas en carbono son muy competitivas y, sin la existencia de mercados con primas verdes para los productos descarbonizados, podrían perder esa ventaja si adoptaran estas tecnologías. Parte de esta lógica se explica por la no internalización de los costos ambientales que implica la producción industrial. Un precio al carbono que internalizara estas emisiones permitiría nivelar los costos y que algunas de las tecnologías mencionadas en este capítulo fueran económicamente viables (Rissman et al., 2020).

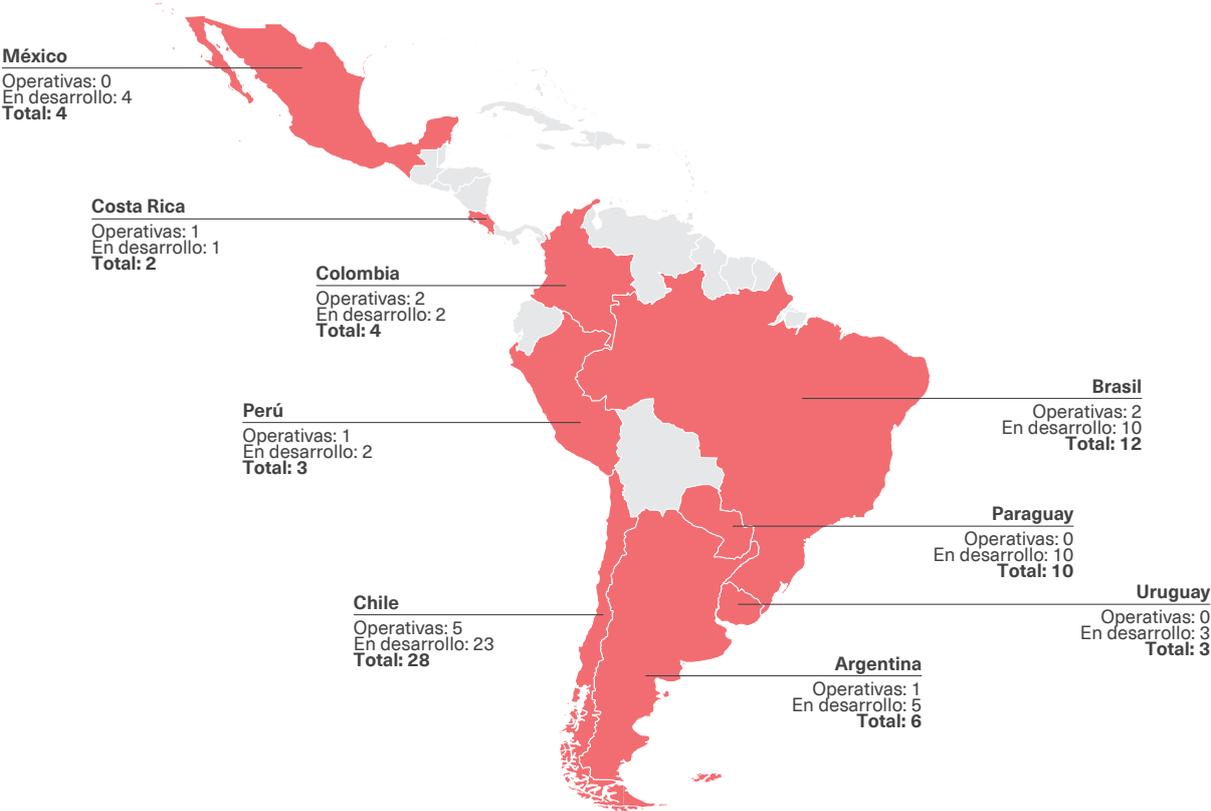
Sin embargo, los esfuerzos de corto plazo en América Latina y el Caribe no deberían estar en la descarbonización total de estas industrias, que enfrentan barreras difíciles de superar y en algunos casos altos costos de implementación. La región deberá, más bien, explotar las oportunidades que ofrezcan márgenes de mejora en eficiencia y que permitan modernizar su industria con un horizonte sustentable. La adopción de nuevos hornos eficientes en la industria cementera y acerera, el reemplazo de combustibles fósiles por biomasa y la puesta en marcha de iniciativas que promuevan el uso consciente de los fertilizantes, el cemento o los productos plásticos son algunas de las medidas de corto plazo que van en esa dirección. Al mismo tiempo, existen

nichos donde la región puede volverse fuerte y generar futuros mercados donde competir, como son la producción de hidrógeno verde, la producción de fertilizantes a partir de hidrógeno verde y los procesos de captura ya vigentes, y la producción de acero verde, el cual ya cuenta con un mercado, como el automotor, que paga fuertes primas por estos productos.

Si bien la existencia de un precio al carbono fomentaría la industria verde en todos los subsectores, este resultado no es por sí mismo un motivo que justifique un sistema de precios al carbono en la región, dado que el sector industrial no es uno de los principales en términos de valor agregado ni de emisiones de GEI. La mayor prioridad para los

gobiernos de la región deberá ser la modernización de los sectores industriales para aumentar su productividad, aprovechando la rapidez con la que se desarrollan las mejoras tecnológicas ya mencionadas en este capítulo. En este sentido, los gobiernos de la región deberán focalizar sus esfuerzos en políticas que ayuden a la formalización de estos sectores, fomentar la adopción de las mejores tecnologías disponibles, ya sea mediante acceso al financiamiento o subsidios, y una concientización centrada en el uso eficiente de los insumos de productos industriales. Estas políticas, si bien no tienen como objetivo central la transición energética, lograrían el desarrollo del sector industrial en la región y, como externalidad, la reducción de las emisiones de GEI y de los desechos industriales.

Figura 6.3
Avances en el establecimiento de estrategias a favor del hidrógeno verde



Fuente: Elaboración propia con base en Pupo y González (2023).

América Latina y el Caribe tiene un gran potencial para la generación de energías renovables e hidrógeno verde para proyectos de amoníaco con captura de carbono, para transitar hacia un uso de combustibles con menor contenido de carbono, como son el gas natural y la biomasa, y, eventualmente, para utilizar los yacimientos agotados de gas y petróleo para proyectos de captura y almacenamiento. El Grupo Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático (IPCC, 2023) destaca que la distribución geográfica de las industrias puede redirigirse hacia regiones con abundantes recursos renovables, con capacidades para captura y almacenamiento y con potencial de producción de hidrógeno verde, condiciones que América Latina y el Caribe cumple en su totalidad. Esto requerirá la implementación de políticas que ayuden a construir la infraestructura necesaria (eléctrica, vial, ferroviaria y portuaria), pero también la promoción de polos industriales que permitan aprovechar sinergias entre los sectores, como, por ejemplo, el acceso a la biomasa y al hidrógeno verde y a una correcta infraestructura para el transporte de carga. A su vez, es necesario el impulso a las industrias donde se observan desarrollos de mercados verdes.

Por ejemplo, proyecciones sobre el futuro económico de Brasil muestran que correctos estímulos a las inversiones verdes pueden modernizar y descarbonizar la industria manufacturera del país, lo que implicaría un 0,42 % más de crecimiento que si no se realizaran estas inversiones, con una reducción en las emisiones de CO₂ del 14,5 % (Gramkow y Anger-Kraavi, 2019). La AIE (2023I) destaca que la abundancia de recursos renovables sitúa a la región, principalmente a Argentina, Brasil, Colombia y Chile, como potenciales grandes productores de hidrógeno y combustibles de bajo costo y bajas emisiones, lo que, a su vez, puede potenciar su industria metalúrgica y química. El costo de producción de acero y amoníaco convencional en América Latina y el Caribe es similar al de las economías avanzadas, pero superior al de los países asiáticos en desarrollo. Sin embargo, el costo de producción de estos dos insumos utilizando hidrógeno es inferior al costo de los países asiáticos en desarrollo y al de las economías desarrolladas (AIE, 2023I).



América Latina y el Caribe tiene un gran potencial para la generación de energías renovables e hidrógeno verde y, eventualmente, utilizar los yacimientos agotados de gas y petróleo para proyectos de captura y almacenamiento

La región ya ha logrado los primeros avances en este sentido. La figura 6.3 muestra la situación en cuanto al establecimiento de estrategias en favor del hidrógeno verde. Seis países ya cuentan con proyectos operativos de producción de hidrógeno verde y todos ellos tienen proyectos en fase de desarrollo. A su vez, tres países más de la región han anunciado proyectos de producción de hidrógeno. A estos nueve países se agregan Panamá y Ecuador, los cuales cuentan con estrategias de desarrollo de hidrógeno verde, pero aún no han anunciado proyectos específicos (Pupo y González, 2023).



La transición energética en el sector residencial

- Patrones de consumo energético residencial en la región

- El aislamiento de los edificios y el consumo de energía

- Políticas de transición energética para el sector residencial

- Los desafíos de la electrificación a nivel residencial



Mensajes clave

1

El consumo per cápita de energía del sector residencial en América Latina y el Caribe es varias veces menor que el de China, Europa y Estados Unidos y, en general, está por debajo del de países de ingreso similar. Esto se debe a la combinación de un clima mayormente cálido y un nivel de ingresos medio. Mientras que el clima cálido limita las necesidades de consumo para calefacción, que son la principal fuente de consumo y emisiones del sector residencial en los países desarrollados, los ingresos medios limitan el consumo general de energía.

2

La situación actual y evolución futura del ingreso y del clima determinan dos de los tres desafíos clave de la transición energética en el sector residencial de América Latina y el Caribe: la sustitución de la biomasa por energías más limpias y el incremento de la dotación en electrodomésticos de los hogares.

3

El aún elevado consumo de biomasa en la región no solo es un desafío en términos de emisiones, sino también de salud. En cinco de los países más pobres, al menos un 30 % de los hogares utilizan leña como principal fuente para cocinar. La biomasa es también el principal insumo, junto con el gas, para satisfacer las necesidades en calefacción en los países de mayor ingreso y clima más frío.

4

El progresivo aumento del uso de electrodomésticos, en particular de aire acondicionado, supondrá un incremento sustancial del nivel, la estacionalidad y la variación a lo largo del día del consumo eléctrico. La conexión de los hogares a las redes de electricidad no supone un obstáculo de primer orden a esta expansión del consumo eléctrico, ya que es universal, excepto en las áreas rurales de pocos países.

5

Un desafío adicional de la transición está dado por la combinación de ingresos medios con la elevada desigualdad estructural característica de la región y se refiere al acceso a la energía por parte de los hogares más pobres. En la mayoría de los países, estos hogares ya dedican más del 5 % de su ingreso al gasto en electricidad, lo que limita que puedan electrificar más su consumo o afrontar mayores precios. Asimismo, muchos hogares de bajos ingresos en zonas rurales aún no cuentan con conexión a las redes de electricidad y en zonas urbanas están conectados informalmente, lo que implica déficits de calidad y riesgos de salud.

6

Existe una serie de políticas de efectividad comprobada para mejorar la eficiencia del consumo eléctrico de forma que contenga el aumento en su demanda. Estas consisten en promover, por un lado, la eficiencia de los aparatos eléctricos y los envolventes de los edificios mediante prácticas de etiquetado y estándares mínimos de construcción y fabricación y, por otro, impulsar comportamientos de consumo eléctrico más eficientes mediante herramientas informativas y esquemas de precios más sofisticados.

7

La autogeneración eléctrica solar en los hogares es un camino promisorio para disminuir las emisiones de CO₂ y mejorar el acceso a la energía, en especial en áreas rurales donde los costos de distribución de la electricidad son mayores. Los subsidios a la adopción de paneles deben ser focalizados para no resultar regresivos, ya que los hogares de mayores ingresos tienen más incentivos para instalarlos debido a su mayor consumo de electricidad.

La transición energética en el sector residencial¹

Introducción

El consumo de energía que realizan los hogares dentro de sus viviendas es un insumo clave para su bienestar. Los hogares utilizan energía para cocinar y refrigerar alimentos, hacer funcionar una variedad de electrodomésticos y, según sea el clima de la región donde se encuentran, para calefaccionar o refrigerar sus viviendas. El consumo final de energía derivado de todos los usos residenciales supone en promedio casi un cuarto del consumo total en 27 países de América Latina y el Caribe (ALyC) (OLADE, 2021b). Además de los impactos positivos de los distintos usos de la energía sobre el bienestar, la utilización de fuentes de energía sucias, como la leña para cocinar o calefaccionar, tiene impactos negativos bien documentados sobre la salud y requiere un mayor esfuerzo y dedicación de tiempo.

Dada la relevancia del consumo de energía del sector residencial en el consumo total, el imperativo climático de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) se aplica también a este sector. Las

emisiones totales de CO₂ generadas directamente por los hogares de esos 27 países en 2021 representaron el 5,6 % de las emisiones totales de los sistemas energéticos, las edificaciones, las industrias y el transporte, además de la gestión de residuos (Minx et al., 2021). Esa proporción regional es inferior al promedio global, que se ubica en el 7,7 %, y no incluye las emisiones asociadas a la generación de la electricidad que utilizan los hogares, que en el mundo más que duplican las emisiones directas.

Los desafíos de la transición energética en el sector residencial comprenden entonces la mejora en el acceso a la energía como ingrediente clave del bienestar de los hogares y la necesaria reducción de las emisiones. La combinación de ambas dimensiones se encuentra claramente plasmada en el séptimo de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS 7) de las Naciones Unidas, que establece como meta “garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna”. Dicha dimensión enfatiza que el acceso

¹ Este capítulo fue elaborado por Guillermo Alves con la asistencia de investigación de Facundo Lurgo.

implica un componente de asequibilidad y calidad de la energía consumida. La calidad del consumo energético residencial se refiere tanto a la continuidad del suministro, en cuanto a que este no sufra interrupciones, como a la utilización de energías modernas, lo que alude a la utilización de energías limpias.

Como se ha visto en este reporte, la motivación climática de la transición energética supone avanzar tanto en la mejora de la eficiencia del consumo energético como en su electrificación. Los hogares pueden lograr niveles más altos de eficiencia energética utilizando aparatos con mejoras en dicha relación técnica y con el aislamiento térmico de sus viviendas. En cuanto a electrificación, este capítulo muestra que existe un amplio margen en la región para electrificar el consumo residencial, pero ese margen luce sustancialmente más acotado que en los países de mayor ingreso del planeta. El capítulo expone también que los hogares pueden contribuir a la electrificación mediante la generación de electricidad con paneles solares instalados en sus viviendas. Esta tecnología tiene especial potencial para mejorar el acceso a la electricidad en áreas rurales, donde aún existen hogares sin conexión a las redes de distribución eléctrica.

En el caso del consumo residencial, los dos márgenes de eficiencia y electrificación, que son transversales en el reporte, están vinculados a cambios en el comportamiento que reducen el consumo energético. A ellos se suma otro mecanismo comportamental: el ahorro de energía. Dos ejemplos clásicos son apagar las luces de los espacios donde no son necesarias y moderar las temperaturas de los sistemas de calefacción y refrigeración.

El tipo de energía y la cantidad consumida en los hogares depende de cuatro factores principales. El primero de ellos es el clima, que tiene un rol fundamental en la región. El capítulo muestra que, en las regiones con inviernos fríos, la calefacción de ambientes y el agua caliente sanitaria son los usos

principales, representando más de la mitad del consumo total de energía, mientras en las áreas cálidas el uso principal es la cocción de alimentos. El segundo factor es el acceso de los hogares a las fuentes de energía, ya que condiciona el tipo de energía que consumen. El uso de electricidad y gas natural requiere de conexión a las redes; el uso de gas licuado de petróleo (GLP), de cercanía a la red de distribución; y el uso de biomasa para cocción y calefacción es más barato cuando existe un bosque cercano del cual extraer leña. El tercer factor es el ingreso del hogar, puesto que delimita el tipo y la cantidad de energía consumida, fundamentalmente a través de su impacto en la calidad y cantidad de aparatos que el hogar puede adquirir. Por último, el precio de los electrodomésticos y de las fuentes de energía determinan el poder de compra de dicho ingreso en términos de consumo energético y, por esta vía, el tipo y cantidad de energía consumida por el hogar.

La interacción de esos cuatro factores a lo largo del tiempo, junto a una serie de características históricas de los países y regiones, conforman patrones culturales de consumo energético que condicionan las posibilidades de transición energética. Por ejemplo, la disponibilidad de bosques y los bajos ingresos hacen que las prácticas de cocina a partir de la biomasa estén fuertemente arraigadas en la cultura.

Otra característica del consumo energético residencial que condiciona las posibilidades de transición es la extensa vida útil de ciertos bienes. Este es el caso de las viviendas, cuyas estructuras perduran por décadas o siglos, y que, como se verá, influyen en la eficiencia del consumo energético dedicado a satisfacer necesidades de calefacción y refrigeración. Asimismo, varios de los electrodomésticos principales del hogar, como cocinas y refrigeradores, condicionan el tipo y la eficiencia de la energía consumida y tienen vidas útiles muy extensas, lo que hace que su reemplazo sea necesariamente gradual.

Patrones de consumo energético residencial en la región

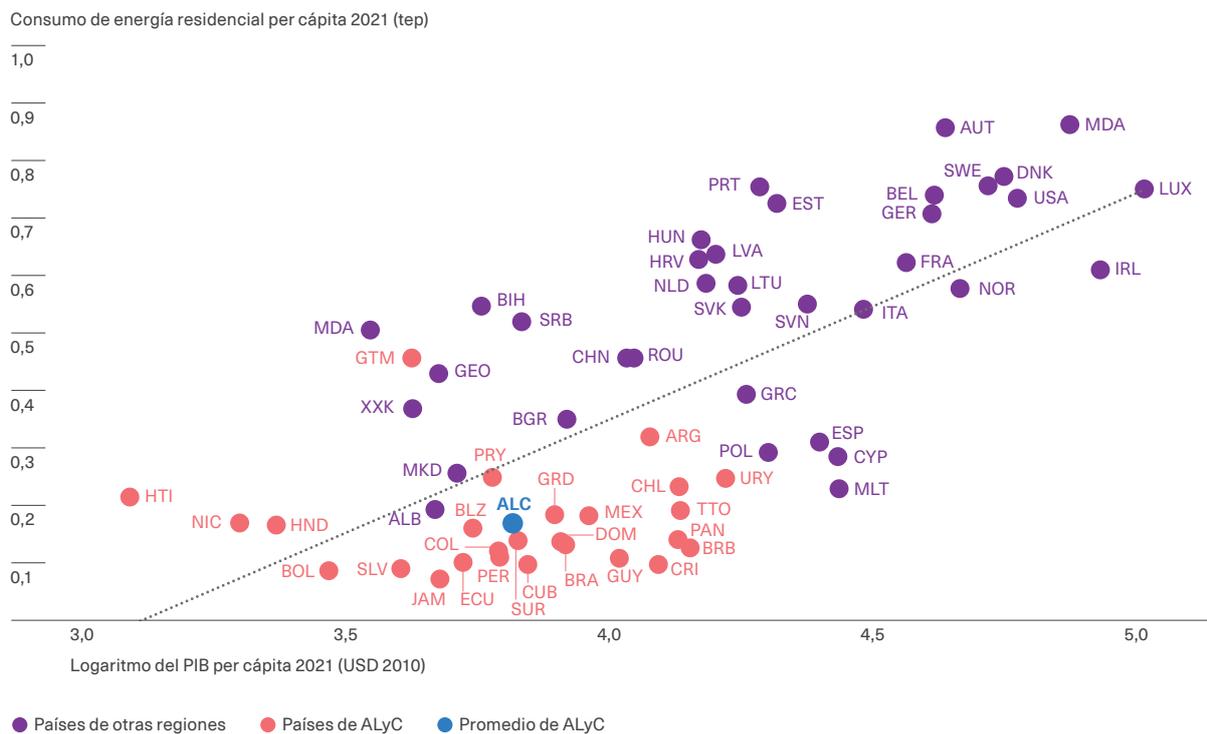
¿Cuánto y qué tipo de energía consumen los hogares?

El promedio simple de consumo de energía residencial por persona en 27 países de América Latina y el Caribe fue de 0,17 toneladas equivalentes de petróleo (tep) en 2021 (OLADE, 2021b). Dicho valor estuvo muy por debajo de los promedios de China (0,46 tep), Estados Unidos (0,73 tep) y Europa (0,56 tep) (National Bureau of Statistics of China, 2022; EIA, 2020d; Eurostat, 2022). Como muestra el gráfico 7.1, el nivel de consumo residencial varía fuertemente entre los países de la región,

alcanzando un mínimo de 0,07 tep en Jamaica y un máximo de 0,46 tep en Guatemala. En el gráfico 7.1 se observa una fuerte correlación positiva entre el nivel de ingresos del país y el consumo total de energía per cápita a nivel residencial. Asimismo, el hecho de que los países de América Latina y el Caribe (en verde) estén mayoritariamente debajo de la línea punteada confirma la idea de que la región tiene un consumo de energía residencial relativamente bajo para su nivel de ingreso.

Gráfico 7.1

Consumo final de energía residencial per cápita y PIB per cápita en 2021



Nota: El gráfico presenta el consumo per cápita de energía residencial y el logaritmo del PIB per cápita (en dólares constantes de 2010) en 26 países de ALyC, 36 de Europa, China y EE. UU. El consumo energético se mide en toneladas equivalentes de petróleo (tep). Para facilitar la visualización del gráfico, no se incluye a Finlandia, ya que tiene un valor elevado de consumo per cápita. La línea punteada representa una regresión estimada de los valores del eje vertical sobre los del eje horizontal. Los países están identificados por su código ISO. Se puede ver la lista de países considerados en cada grupo en el apéndice del capítulo en línea.

Fuente: Elaboración propia con base en datos de OLADE (2021b), Eurostat (2022), CEPAL (2023) y Banco Mundial (2023d).

El aumento del ingreso de los hogares se asocia no solo a un mayor consumo, sino también a la sustitución de energías sucias por limpias. Estas fuerzas están detrás del cambio radical en la composición de la canasta energética de los hogares de América Latina y el Caribe ocurrido en las últimas cinco décadas. Mientras que en 1970 la leña era la principal fuente de energía residencial en 23 de los 27 países, alcanzando un promedio del 58 % del total de consumo residencial, en 2021 este lugar lo ocupó la electricidad, con un 38 % de participación, aumentando 30 puntos porcentuales respecto a 1970 (OLADE, 2021b). Como se verá más adelante, este incremento en la importancia de la electricidad fue posible debido a una notable expansión del acceso de los hogares a las redes eléctricas.



La baja necesidad de calefacción y los ingresos medios explican que el consumo residencial de energía per cápita en América Latina y el Caribe sea sustancialmente menor que el de países desarrollados

Además de la electrificación, el descenso del uso del queroseno, que pasó del 17,5 % al 1,4 %, y el incremento del GLP, que pasó del 6,2 % al 20,9 %, también contribuyeron a que la matriz energética de los hogares latinoamericanos y caribeños se volviera mucho más limpia en el último medio siglo. Siguiendo la clasificación de la Organización Mundial de la Salud (OMS), detallada en el recuadro 7.1, el uso de energías sucias en el consumo residencial pasó del 82 % en 1970 al 36 % en 2021².

Comparando la matriz energética residencial actual de América Latina y el Caribe con la de países desarrollados, la electricidad tiene diez puntos porcentuales menos de participación que en Estados Unidos y diez puntos más que en el promedio europeo (AIE, 2022b; Eurostat, 2022). La gran diferencia con el mundo desarrollado está en el rol menor del gas natural, que con un 5 % se ubica muy por debajo del 46 % de Estados Unidos y del 34 % del promedio europeo, así

como una mayor relevancia de la leña, que alcanza el 30 %, mientras que es nula en Estados Unidos y se ubica alrededor del 17 % en Europa.

Si bien la sustitución de energías sucias por limpias a nivel residencial en los últimos cincuenta años ocurrió en todos los países de América Latina y el Caribe, aún existe una fuerte heterogeneidad en las fuentes del consumo en los hogares y, por tanto, en los desafíos de dicha transición para este sector. El gráfico 7.2 presenta esta información para 27 países de la región en 2021 y sugiere tres grupos en función de cuál es la principal fuente de energía de consumo residencial.

Aunque la leña ha disminuido su rol en el consumo residencial en todos los países, en un primer grupo aún es la fuente más relevante, con un 61 % del consumo total en promedio. Este incluye los países de menor ingreso per cápita —entre ellos Guatemala, Haití, Honduras y Nicaragua—, Chile, donde se usa para calefacción, y Colombia, Paraguay y Perú, donde se emplea principalmente para la cocción de alimentos. Si bien a nivel mundial este patrón de mayor peso de la leña es propio de los países de muy bajo ingreso, también se observa en países del este europeo, que deben satisfacer necesidades de calefacción importantes con niveles de ingreso medio. Este es el caso de Bosnia-Herzegovina, Croacia, Estonia, Montenegro y Rumania, que tienen una participación de la leña de al menos el 40 % del total del consumo residencial (Eurostat, 2022).

En un segundo grupo la fuente predominante es el gas, con una participación del 51 % en promedio, sumando gas natural y licuado de petróleo. El grupo está conformado por Belice, Bolivia, Ecuador, El Salvador y México, donde predomina el GLP, y Argentina, donde prevalece el gas natural. Este grupo presenta la situación más balanceada entre las distintas fuentes, con la electricidad alcanzando un 31 % en promedio y la leña, un 16 %. Este tipo de combinación de fuentes, con dominio del gas, la electricidad en el segundo lugar y la leña en tercera posición, se observa también en el promedio de Europa y, en particular, en Alemania, Finlandia e Italia.

En un tercer grupo de países, la electricidad es la principal fuente, con un 54 % de participación promedio.

2 El gráfico A.7.1 incluido en el apéndice del capítulo disponible en línea presenta la evolución del uso relativo de las distintas fuentes entre 1970 y 2021 por país.

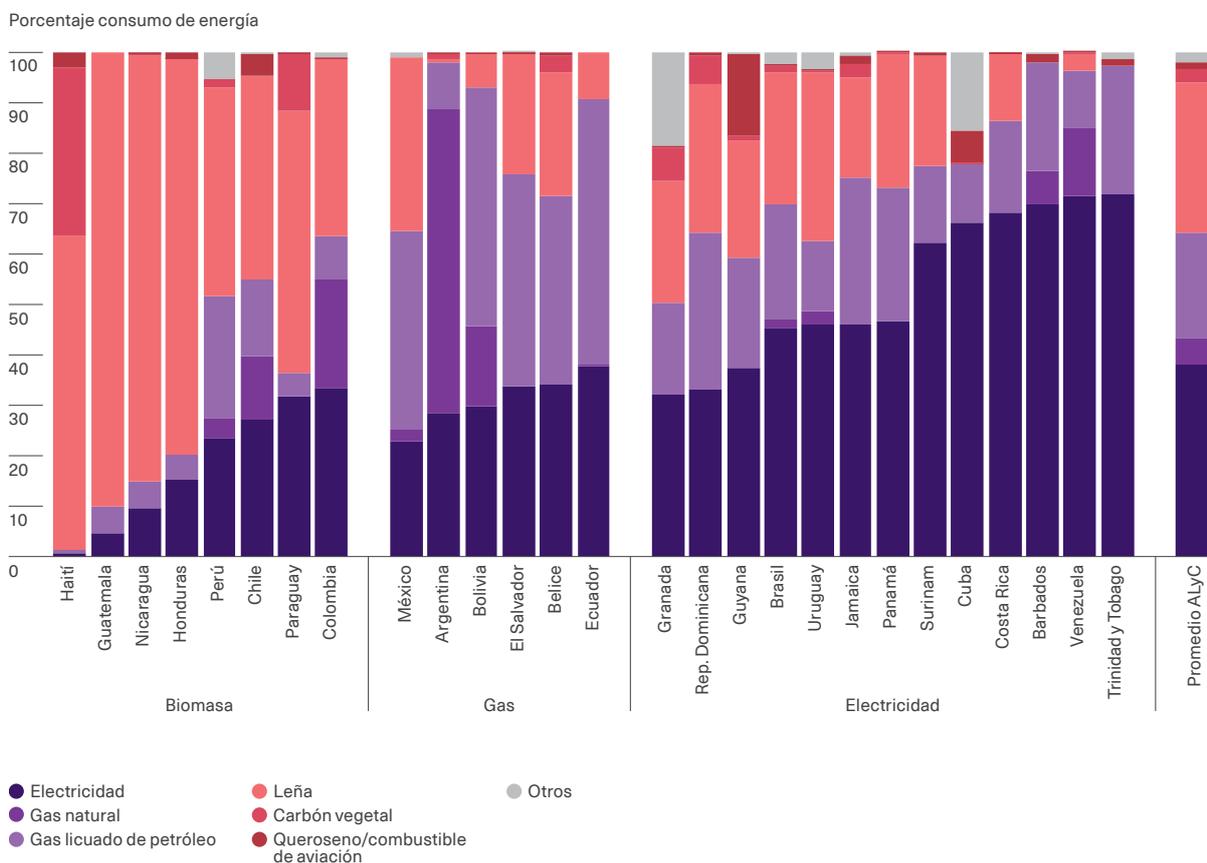
Este grupo incluye a los países de mayor ingreso per cápita de Centroamérica y el Caribe, como Barbados, Costa Rica, Granada, Panamá, República Dominicana y Trinidad y Tobago, así como a Brasil, Guyana, Surinam, Uruguay y Venezuela. La elevada participación de la electricidad en ellos es similar a la observada en Estados Unidos y en los países europeos con mayor peso de la electricidad, como Bulgaria, España, Portugal y Suecia (AIE, 2022b; Eurostat, 2022). Este tercer grupo se diferencia de Estados Unidos y varios de esos países europeos por la baja o nula participación

del gas natural (2 % en promedio) y la mayor relevancia del gas licuado de petróleo (21 % en promedio) y de la leña (17 %).

● ●
El primer desafío de la transición energética en el sector residencial de la región es sustituir por fuentes más limpias el consumo de leña, ya sea para la cocción o calefacción

Gráfico 7.2

Distribución del consumo de energía residencial según fuente en 2021



Nota: El gráfico muestra la distribución porcentual del consumo energético residencial según la fuente para 27 países y el promedio de ALyC en el año 2021. Se identifican tres grupos de países según la fuente de energía predominante, de menos a más limpia: biomasa (leña y carbón vegetal), gas (natural y licuado de petróleo) y electricidad.

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

El uso de leña varía en importancia entre los tres grupos, pero es relevante en casi todos los países y su sustitución por fuentes más limpias constituye el primero de los tres desafíos principales de la transición energética del sector residencial en la región. Para la motivación climática importa la magnitud absoluta de dicho consumo. En 2021, los países que

más consumieron leña (más de 200 kilogramos por habitante [kg/hab.]) fueron, ordenados de mayor a menor, Guatemala, Nicaragua, Honduras, Paraguay, Haití, Uruguay y Chile. En Colombia, Brasil, República Dominicana, Perú, Granada y México dicho consumo se ubicó en un nivel intermedio, entre 100 y 200 kg/hab., y en el resto de los países fue inferior a 100 kg/hab.³.

¿En qué usos consumen energía los hogares de la región?

Los hogares utilizan energía para cocinar alimentos, calentar agua, calefaccionar, refrigerar e iluminar ambientes, conservar alimentos, lavar ropa y hacer funcionar una variedad de electrodomésticos. El clima es el principal determinante de cuál de estos usos es el dominante. Mientras que en las regiones cálidas se utiliza principalmente para la cocción, superando el 50 % del total de energía consumida, en las regiones con inviernos fríos, predomina el calentamiento de espacios (Bouille et al., 2021; CEPAL, 2016; Contreas et al., 2022)⁴. Si bien ambas regiones difieren en si cocción o calefacción es el uso principal, ambos definen el primero de los tres desafíos primordiales de la transición energética en el sector residencial de la región, que consiste en la sustitución de la biomasa por fuentes más limpias.

El funcionamiento de los electrodomésticos y la iluminación son el segundo uso en importancia en los países cálidos y el tercero, detrás del calentamiento de agua, en los de inviernos fríos. Como se verá más adelante, el uso de aire acondicionado para la refrigeración de ambientes todavía tiene un rol relativamente pequeño en todos los países, aunque su adopción viene creciendo y, como se verá más adelante, es esperable que se acreciente en el futuro a causa del calentamiento global y el aumento del ingreso de los hogares. El incremento del nivel, estacionalidad y variabilidad de la demanda de electricidad a lo largo del día, causado por el aumento en la posesión y el uso de electrodomésticos, incluyendo los de aire acondicionado, constituye el segundo desafío de los tres principales que enfrenta el sector residencial en la región ante la transición energética.

La cocción como uso mayoritario y el desafío de adoptar energías limpias

El predominio de la cocción como principal uso de la energía en el sector residencial en la mayoría de los países de América Latina y el Caribe se debe a que es el más fundamental en términos de necesidades humanas y a que los ingresos son muy bajos aún para que se extiendan otros. Además, su requerimiento de generar calor hace que sea un uso particularmente intenso de energía: cocinar con electricidad durante 3

horas al día consume dos veces y media más energía que un refrigerador que está operativo todo el día (Wright et al., 2020). Dicha relación es todavía mayor cuando se utilizan otras fuentes de energía para cocinar: más de diez veces si se utiliza una cocina de leña moderna y más de veinte veces si se cocina sobre el fuego según el modo tradicional.

3 El gráfico A.7.2 en el apéndice del capítulo disponible en línea presenta estos resultados con mayor detalle.

4 CEPAL (2016) reporta datos de distribución del consumo según el uso final solo para siete países (Argentina, Brasil, Chile, El Salvador, Paraguay, República Dominicana y Uruguay). En Brasil, El Salvador y República Dominicana, la cocción es el uso principal, superando el 50 % de la energía consumida. Las similitudes climáticas de la mayor parte de los países de ALyC con estos últimos lleva a inferir que la cocción es efectivamente el uso principal en la mayoría de ellos. Argentina, Chile y Uruguay, países con inviernos fríos, tienen consumos según el uso final bastante similares a los europeos con necesidades de calefacción comparables, aunque con una mayor proporción destinada a calentar el agua en los tres y a la cocción en Argentina y Uruguay.

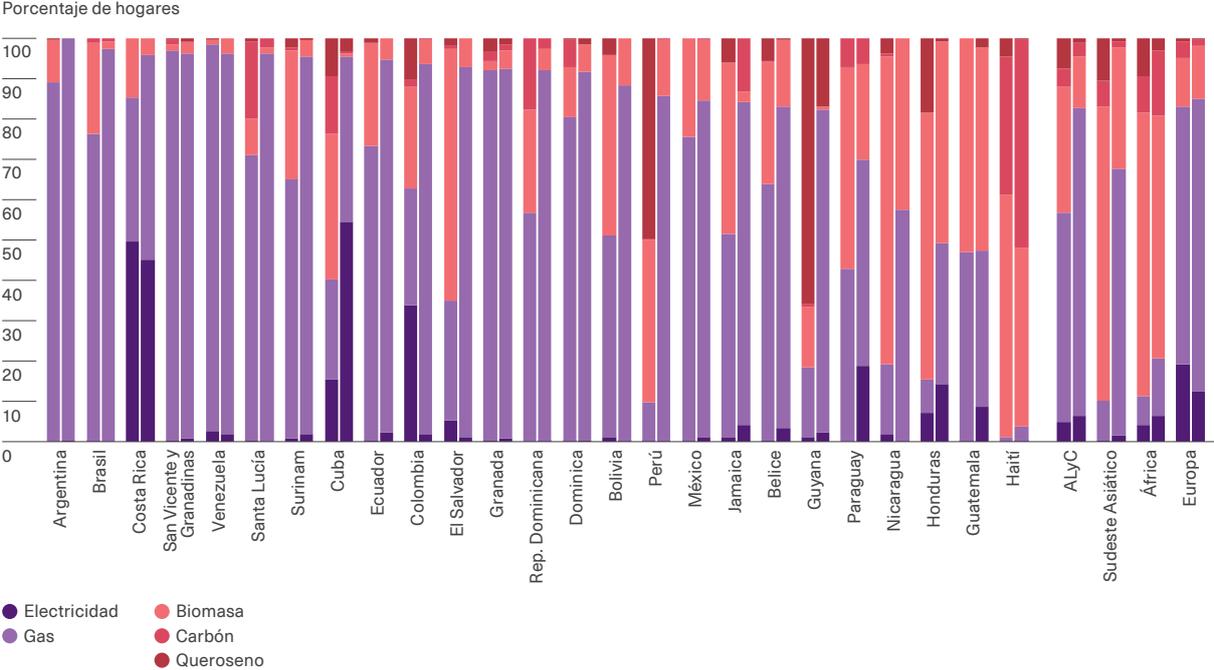


El tipo de energía utilizada para la cocción varía considerablemente entre países y entre las áreas rurales y urbanas de América Latina y el Caribe. Eso explica buena parte de las diferencias entre países en el consumo total (gráfico 7.1) y en la composición de la matriz energética residencial (gráfico 7.2) y, por tanto, en las emisiones directas de los hogares. El uso de energías sucias para cocinar tiene impactos negativos en la salud, que son abordados en el recuadro 7.1.

El gráfico 7.3 presenta la proporción de hogares de cada país según la principal fuente de energía

utilizada para cocinar en 1990 y 2021. En ese último año el gas fue la principal fuente en todos los países, excepto Guatemala, Haití y Honduras, alcanzando el 76 % en el promedio regional. Dicho promedio es muy similar al europeo, con la diferencia de que allí predomina el gas natural y en América Latina y el Caribe prevalece el gas licuado de petróleo. La biomasa ocupó en 2021 un lejano segundo lugar, con un 13 %, similar al promedio europeo y muy por debajo del promedio de África y del Sudeste Asiático. La electricidad es la tercera fuente de energía utilizada para cocinar, con un 7 % en el promedio simple de la región.

Gráfico 7.3
Principal fuente de energía utilizada para cocinar en 1990 y 2021



Nota: El gráfico muestra la distribución de los hogares en 25 países de ALyC según el principal combustible empleado para cocinar en los años 1990 (primera barra vertical) y 2021 (segunda barra vertical), así como el promedio de la región, en Europa, el Sudeste Asiático y África. Se identifican en morado y violeta las fuentes de energía más limpias (electricidad y gas) y en distintos tonos de rojo aquellas más sucias en cuanto a emisiones (biomasa, carbón y queroseno). Se puede ver qué países conforman las regiones de África, Europa y Sudeste Asiático en el apéndice del capítulo en línea.

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

Recuadro 7.1

Uso de energías sucias y salud

El uso de combustibles tradicionales, sólidos o “sucios” para cubrir las necesidades energéticas del hogar impacta negativamente en la salud por medio de la contaminación del aire dentro de la vivienda (Gordon et al., 2014; Lee et al., 2020). Esto ocurre por la generación de gases tóxicos, como monóxido de carbono, y de material particulado (MP). Los impactos negativos consisten en una mayor incidencia de las enfermedades respiratorias y, en menor medida, de las enfermedades cardiovasculares (Po et al., 2011).

La OMS considera combustibles sucios a aquellos que superan ciertos umbrales críticos de emisión de material particulado fino ($MP_{2.5}$) y monóxido de carbono (CO). Para cocinar, son consideradas limpias la energía solar, eléctrica, el biogás, el gas natural y licuado de petróleo y los combustibles alcohólicos, incluido el etanol. En el caso de la biomasa, el artefacto de cocción o calefacción utilizado debe alcanzar estándares muy elevados de calidad para que sea considerado limpio.

Los efectos negativos directos de la utilización de energías sucias dentro del hogar recaen en mayor medida en mujeres y niños (Po et al., 2011). Las mujeres están más expuestas que los varones a los contaminantes debido a su mayor dedicación horaria al trabajo no remunerado dentro del hogar, en particular en tareas de cocina donde la exposición es más directa. Los niños se ven particularmente afectados debido al tiempo que pasan junto a sus madres, las principales responsables de su cuidado, y a que sus sistemas respiratorios están en desarrollo.

●● En el sector residencial de la mayoría de los países, la energía se usa primordialmente para la cocción de alimentos, siendo el gas licuado de petróleo el combustible más frecuente

La elevada incidencia de combustibles sucios para cocinar constituye un serio desafío en Haití, donde la biomasa y el carbón vegetal sumados superan el 90 %; en Guatemala, Honduras y Nicaragua, donde la proporción de hogares que cocinan con biomasa supera el 40 %; y, en menor medida, en Belice, Guyana y Paraguay, donde la incidencia de energías sucias para cocinar se ubica entre el 15 % y el 25 %⁵. El desafío de pasar a fuentes más limpias para cocinar es especialmente relevante en áreas rurales, donde la incidencia de combustibles sucios es mucho mayor. En el promedio simple de países, la incidencia de la

biomasa en 2021 fue 20 puntos porcentuales mayor y la de gas 20 puntos menor en las áreas rurales que en las urbanas⁶.

Dada la relevancia de la electricidad para la transición energética, vale la pena evaluar si dicha forma de energía es relevante para cocinar en algún país de la región. Costa Rica y Cuba destacan por ser los únicos países donde al menos la mitad de los hogares utilizan la energía eléctrica para esa actividad. También es relativamente importante en Paraguay, donde la usan aproximadamente 1 de cada 5 hogares. La relevancia de esa fuente de energía en la cocina en estos países podría indicar un camino posible de sustitución de la biomasa por electricidad. Asimismo, si bien el gas licuado de petróleo es considerado una energía limpia, su huella de carbono es mayor que la de la electricidad, especialmente cuando se considera que las garrafas son transportadas en vehículos a combustión.

5 Mientras que en Belice y Paraguay la fuente sucia principal es la biomasa, en Guyana lo es el queroseno.

6 El gráfico A.7.3, en el apéndice del capítulo disponible en línea, presenta un mayor detalle de las diferencias entre áreas rurales y urbanas según el país.

Consumo de energía y temperatura: agua caliente sanitaria y calefacción y refrigeración de ambientes

La temperatura es el determinante fundamental de la cantidad, la fuente y la estacionalidad del consumo de energía en el sector residencial en todo el mundo. En Europa la calefacción de los ambientes supone en promedio casi dos tercios del consumo energético de los hogares y es el uso más intensivo en combustibles fósiles (Eurostat, 2022). En América Latina y el Caribe, en cambio, el clima cálido limita las necesidades de calefacción, mientras que la refrigeración de ambientes adquiere mayor relevancia, constituyendo un uso no intensivo en combustibles fósiles. Además de la calefacción y refrigeración de ambientes, el agua caliente sanitaria es otro uso fundamental vinculado a la temperatura, siendo el segundo en importancia en Argentina, Chile, México y Uruguay (Bouille et al., 2021; CEPAL, 2016; Contreras et al., 2022).

Una medida usual de las necesidades térmicas de los ambientes son los grados-días de calefacción y refrigeración que tiene una ciudad, región o país en un año. El cálculo de los grados-días de calefacción parte de definir una temperatura de referencia por debajo de la cual una vivienda necesita ser climatizada. Luego, para cada día del año, se toma la diferencia entre dicha referencia y el promedio de temperatura de ese día. Por último, se suman esas diferencias para todos los días del año. El cálculo de grados-días de refrigeración se realiza de forma análoga, pero utilizando la diferencia entre la temperatura promedio de un día y una referencia a partir de la cual es necesario refrescar la vivienda.



El clima de la región implica que las necesidades de refrigeración de ambientes son muy superiores a las de calefacción. Esto se acentuará con el calentamiento global

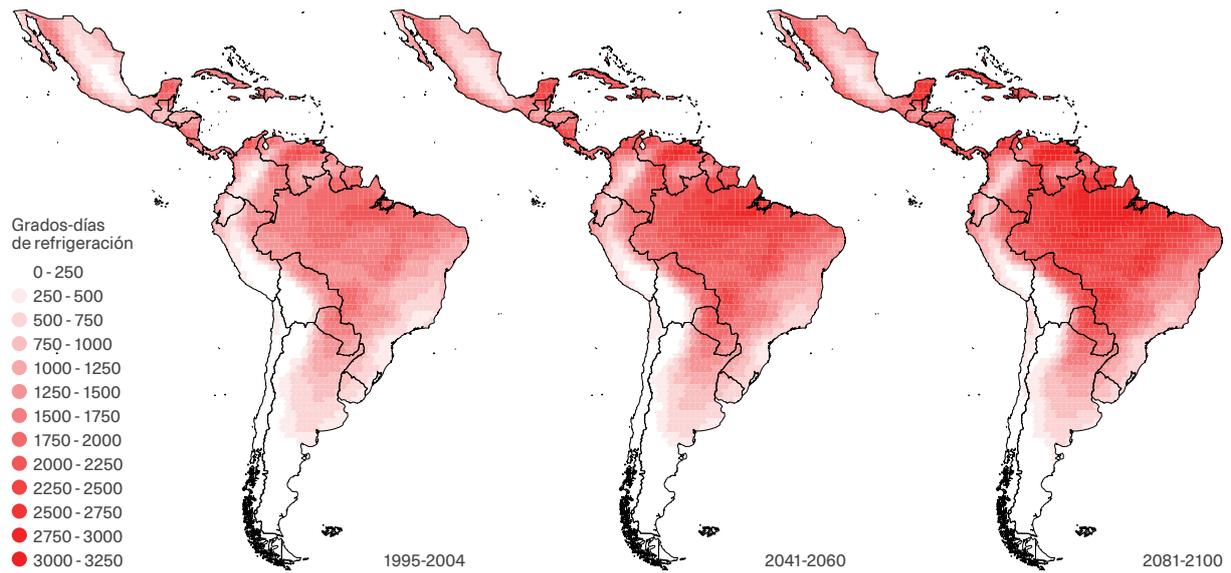
La figura 7.1 presenta mapas con los grados-días de calefacción y refrigeración para América Latina y el Caribe, tomando como referencia 17,5 grados Celsius (°C) para el primer indicador y 22 °C para el segundo. La figura 7.1 presenta mapas construidos con las temperaturas observadas entre 1995-2014

y las temperaturas proyectadas para dos periodos futuros: 2041-2060 y 2081-2100. Alves y Lurgo (2023) exponen la metodología exacta con la que han desarrollado dichos mapas, así como un análisis más detallado. El mapa de grados-días de calefacción muestra un valor de cero para las poblaciones de Centroamérica, el Caribe y el norte de Sudamérica. Dichos valores se incrementan a medida que las zonas se alejan de la línea del Ecuador y son elevados en las regiones andinas.

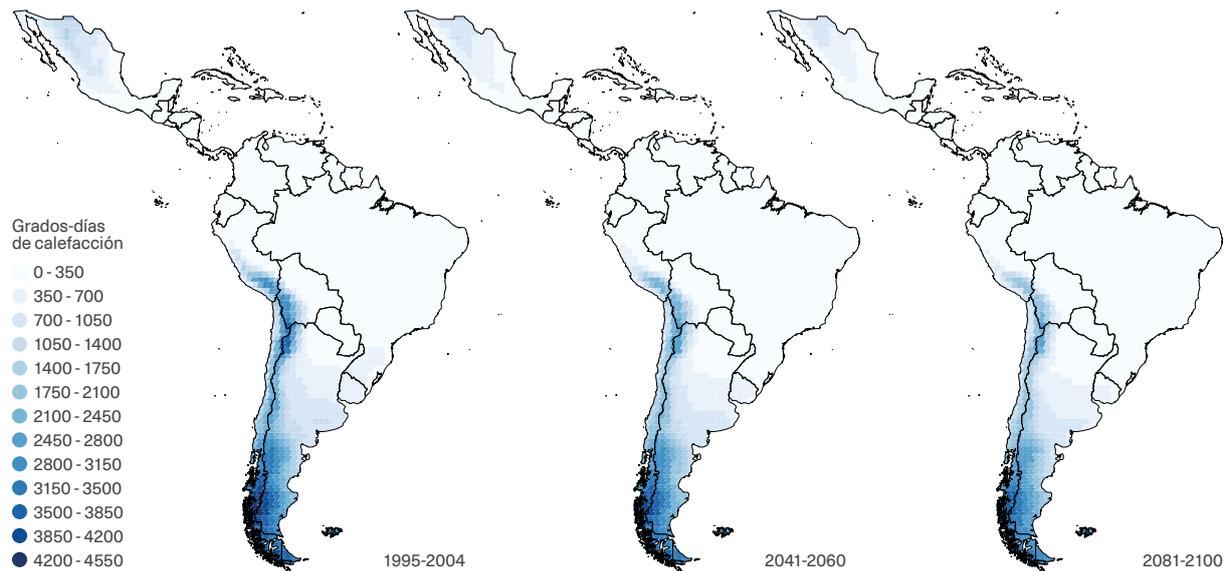
Considerando los datos de la figura 7.1 y la distribución espacial de la población dentro de cada país, se pueden conformar tres grupos de países según sean las necesidades de calefacción de su población: nulas, limitadas a ciertas áreas y mayoritarias (Alves y Lurgo, 2023). El grupo con necesidades nulas tiene menos de 10 grados-días de calefacción por año para el hogar promedio e incluye los países del Caribe, los de Centroamérica, excepto Guatemala y Costa Rica, además de Venezuela. El grupo con necesidades limitadas a ciertas áreas presenta menos de 500 grados-días para el hogar promedio e incluye, ordenados de menor a mayor según grados-día de calefacción, a Costa Rica, Guatemala, Brasil, Paraguay, Colombia y México. En estos dos últimos países, debido a la existencia de montañas, al menos el 10 % de la población respectiva reside en áreas con más de 1.000 grados-días. El grupo con mayores necesidades de calefacción incluye a Perú, Ecuador, Uruguay y Argentina, cuyos hogares tienen entre 500 y 1.000 grados-días en promedio; Bolivia, con un promedio de alrededor de 1.400, y Chile, con 1.900. Comparando con los países de Europa, el promedio de Bolivia es similar al de España y Portugal, y el de Chile es parecido al de Croacia y Francia (AIE, 2023s). A su vez, la amplia latitud que cubren los territorios de Argentina y Chile y la presencia de población en zonas muy elevadas en Bolivia, Ecuador y Perú hace que una parte significativa de los hogares de estos países tengan necesidades de calefacción muy superiores al promedio. Al menos el 25 % de la población en Bolivia y Chile y el 10 % en Ecuador y Perú reside en áreas con al menos 2.000 grados-días. En un caso extremo, el 10 % de la población de Bolivia supera los 3.400 grados-días, una magnitud comparable al promedio de Dinamarca o República Checa.

Figura 7.1
Necesidades térmicas en las viviendas de América Latina y el Caribe

Panel A.
Necesidades de refrigeración



Panel B.
Necesidades de calefacción



Nota: Las temperaturas base para el cálculo de los grados-días es de 22°C en el panel A y 15,5°C en el panel B. El mapa se elaboró a partir de una capa proveniente del IPCC, resolución de 1°x1°, mediante el *software* QGIS. Los datos surgen de distintos modelos climáticos para la época actual (1995-2014) y proyecciones futuras basadas en el escenario SSP2-4.5 del IPCC para un plazo mediano (2041-2060) y largo (2081-2100). Consultar Alves y Lurgo (2023) para más detalles sobre la obtención y procesamiento de los datos.

Fuente: Alves y Lurgo (2023) con base en datos de IPCC (2021).

En los pocos países de América Latina y el Caribe donde existen necesidades de calefacción, estas se cubren de forma muy diferente y en algunos casos con un uso de fuentes bastante extremo si se compara con otros fuera de la región. De los 28 países de todo el mundo para los que la Agencia Internacional de la Energía (AIE) cuenta con datos, Chile tiene la mayor proporción de hogares que utilizan biomasa como fuente principal, con un 60 %, mientras que en Argentina la gran mayoría emplea gas natural, con más del 90 % (AIE, 2022a). Aunque con una incidencia menor que en Chile, la leña también es predominante en Uruguay, donde el 42 % de los hogares la utilizaron como fuente principal en 2022 (Instituto Nacional de Estadística, 2022). Por último, si bien Bolivia es el segundo país de la región en cuanto a necesidades de calefacción según los grados-días que enfrenta el hogar promedio, no se cuenta con información respecto a cómo cubren estas necesidades sus hogares.

Además de la calefacción de ambientes, las bajas temperaturas crean la necesidad de contar con agua caliente sanitaria. Este es el segundo uso de energía residencial, luego de la calefacción, en Argentina, Chile, México y Uruguay (Cepal, 2016; Contreras et al, 2022). La fuente utilizada para calentar agua varía fuertemente entre estos países. Mientras que en Chile y México predomina el gas licuado de petróleo, en Argentina lo hace el gas natural y en Uruguay, la electricidad (Gil, 2021; In-Data y CDT, 2019; Instituto Nacional de Estadística, 2022).

Algunos datos sugieren que en la región existe un potencial subutilizado de calentadores de agua solares, en la medida que el área instalada es baja en comparación con países europeos que tienen una irradiación solar similar. Aunque las necesidades varían debido a que los países europeos comparables gozan de climas más fríos, las diferencias son notables. El área instalada es de 18 metros cuadrados por cada 1.000 hogares ($m^2/1000$) en Chile y Uruguay, una cantidad baja en comparación con los 440 $m^2/1.000$ en Grecia y los 870 $m^2/1.000$ en Chipre (CEPAL et al., 2023). Diferente es la realidad en Barbados, donde el 38 % de los hogares poseían uno de estos calentadores en 2016 (Puig y Tornarolli, 2023).

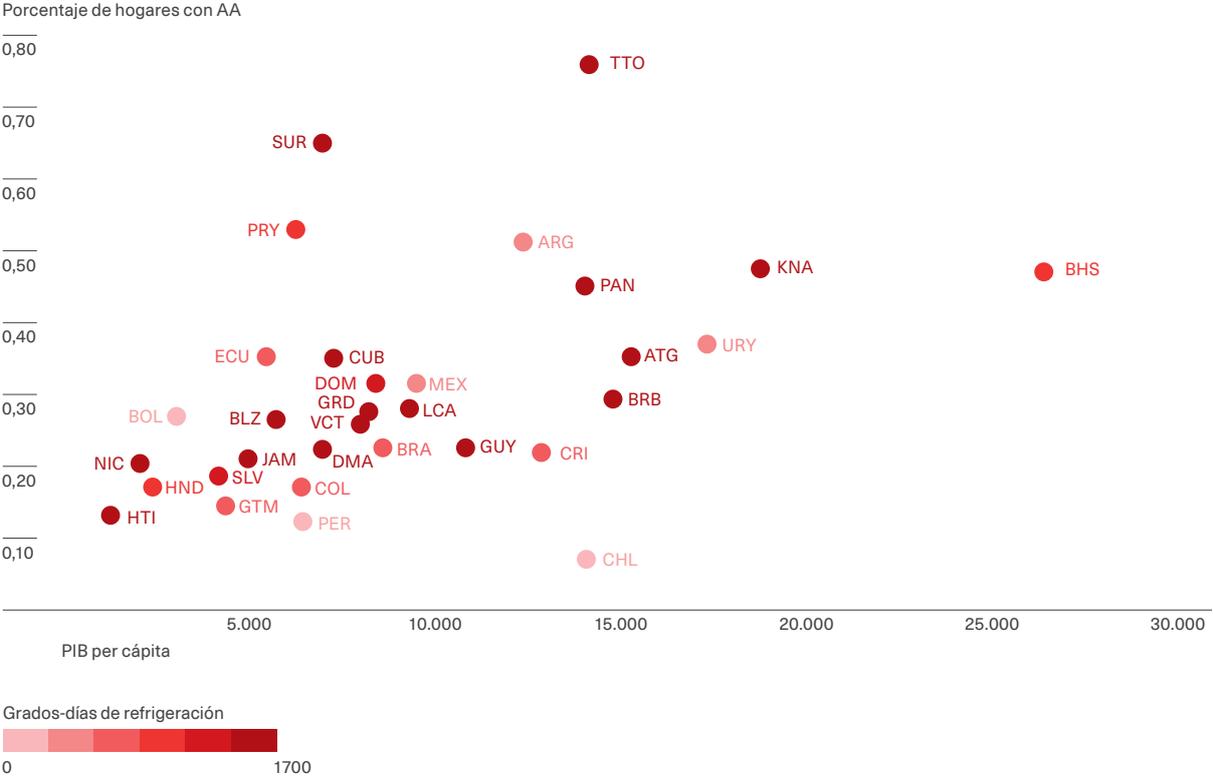
La contraparte de las necesidades relativamente bajas de calefacción en la región es la necesidad generalizada de refrigeración de ambientes. Esta puede cuantificarse utilizando la distribución de la población según los grados-días de refrigeración calculados en Alves y Lurgo (2023). Los países con necesidades de enfriamiento más extremas, cuyo hogar promedio enfrenta más de 1.500 grados-días al año son, ordenados de mayor a menor, Nicaragua, Trinidad y Tobago, Surinam, Barbados, Jamaica, Belice, San Vicente y las Granadinas, Santa Lucía, Granada, Haití, Dominica y Cuba. Un segundo grupo tiene también necesidades de refrigeración importantes, de entre 1.000 y 1.500 grados-días, e incluye, siguiendo el mismo orden, a San Cristóbal y Nieves, Antigua y Barbuda, Panamá, Guyana, El Salvador, Venezuela, República Dominicana, Bahamas y Paraguay. Con valores entre 500 y 1.000 grados-días para su hogar promedio se ubican, de mayor a menor, Honduras, Brasil, Costa Rica, Guatemala, Colombia y Ecuador. Por último, México, Argentina, Uruguay, Bolivia, Perú y Chile tienen menos de 500 grados-días. Parte de la población de varios países de los dos últimos grupos tienen necesidades de refrigeración sustancialmente mayores al promedio: al menos 25 % de los habitantes de Argentina, Ecuador, Guatemala, México y Uruguay tienen más de 500 grados-días y la misma proporción de Brasil, Colombia, Costa Rica y Honduras enfrenta al menos 1.000 grados-días.

El principal método para satisfacer las necesidades de refrigeración de ambientes es el uso de aire acondicionado (AA). Estos aparatos funcionan con electricidad, por lo que no generan emisiones directamente, pero sí contribuyen indirectamente a las emisiones si la matriz de generación eléctrica no es limpia. Además de servir para refrigerar ambientes, ciertos equipos de AA pueden utilizarse para calefacción, lo que los hace particularmente atractivos para disminuir las emisiones generadas por el uso de combustibles fósiles para calefaccionar las viviendas.

El gráfico 7.4 presenta una estimación de la proporción de hogares con AA en cada país, realizada por Alves y Lurgo (2023), y su relación con el PBI per cápita, así como las necesidades de refrigeración medidas por los grados-días, con tonos más oscuros indicando valores más altos. En el promedio simple

de los países, menos de un tercio de los hogares poseen AA, por lo que la adopción de estos aparatos es todavía relativamente limitada en la región, en especial considerando las intensas necesidades de refrigeración de ambientes documentadas en la figura 7.1.

Gráfico 7.4
 Nivel de ingreso, necesidades de refrigeración y proporción estimada de hogares con aire acondicionado



Nota: El gráfico muestra la correlación positiva entre el PIB per cápita de 2021 (en dólares constantes de 2010) y el porcentaje estimado de hogares que poseen al menos un aparato de aire acondicionado. Esta última variable es predicha según una regresión logística estimada con datos de encuestas de hogares de Argentina y Brasil para el periodo 2017-2018. Las variables predictivas en dicha regresión son el PIB per cápita y los grados-días de refrigeración. El color de cada punto se determina en base al promedio de grados-días de refrigeración ponderado por población, con temperatura base de 22°C. La escala de colores se definió con base en seis intervalos iguales de rango 283. El mínimo corresponde a Chile (37) y el máximo a Nicaragua (1.668). Consultar Alves y Lurgo (2023) para más detalles sobre la construcción y estimación del modelo. Se puede ver a qué país corresponde cada código ISO en el apéndice del capítulo en línea.

Fuente: Elaboración propia con base en datos de Alves y Lurgo (2023) y Banco Mundial (2023d).

La correlación positiva entre la posesión de AA e ingreso en el gráfico 7.4 sugiere que la razón fundamental detrás de la escasa adopción de estos equipos está dada por los bajos ingresos de los hogares. Por ejemplo, Trinidad y Tobago y Nicaragua tienen un número muy similar de grados-días de refrigeración, pero el PBI per cápita del primer país es casi siete veces el del segundo y la posesión de AA difiere en más de 50 puntos porcentuales en favor del primero. Las necesidades de refrigeración también cumplen un rol y explican, por ejemplo, una diferencia aún mayor de Trinidad y Tobago respecto a Chile, a pesar de que el PIB per cápita de ambos países es similar. La misma correlación fuerte entre tenencia de AA e ingresos se observa al comparar hogares con distinto nivel económico dentro de un mismo país. La posesión de AA en Barbados, Ecuador, El Salvador, Honduras y Jamaica es al menos 10 veces mayor en los hogares del quintil de más altos ingresos que en los del quintil de menos renta (Puig y Tornarolli, 2023). Otra variable que se correlaciona con la posesión de AA es el precio de la electricidad. Varios de los países que presentan una tenencia de AA elevada para su nivel de ingresos registran precios de la electricidad históricamente bajos. Este es el caso de Argentina y Paraguay.



El calentamiento global y el aumento futuro de los ingresos de los hogares incrementará notablemente la demanda de electricidad para electrodomésticos, principalmente refrigeradores, lavarropas y aires acondicionados

Electrodomésticos e iluminación

Los electrodomésticos que más consumen electricidad en la región son los destinados a la conservación de alimentos. Esta actividad supone aproximadamente el 30 % del consumo eléctrico residencial en República Dominicana (Ministerio de Energía y Minas y Fundación Bariloche, 2020) y el 20 % en México (Contreras et al, 2022).

El panel A del gráfico 7.5 presenta la proporción promedio de hogares que tiene refrigerador (puntos

Los AA tienen ya una participación importante en el consumo de energía residencial y esta irá aumentando con el crecimiento económico y el calentamiento global. En México, el uso de aire acondicionado ya supone el 30 % del consumo eléctrico y el 7 % del consumo total de energía (Contreras et al 2022). En República Dominicana dichas magnitudes son del 17 % y el 6 %, respectivamente (Ministerio de Energía y Minas y Fundación Bariloche, 2020). Como marco de referencia respecto a cuánto podría aumentar este consumo en el futuro, en el sur de Estados Unidos, donde se combinan altos ingresos y temperaturas, más del 90 % de los hogares poseen AA y su uso representa al menos el 30 % del total del consumo eléctrico (EIA, 2020d). El recuadro 7.2 muestra que la posesión de AA subiría casi 20 puntos porcentuales hacia 2050 como consecuencia de la evolución prevista en las temperaturas y los ingresos, lo que aumentaría el total del consumo eléctrico residencial en un 13 %.

Además de incrementar el consumo total de electricidad, el uso de AA para refrigeración aumenta la variación de la demanda entre meses del año y a lo largo del día en función de la temperatura. Esto tiene implicancias de primer orden para la capacidad de generación eléctrica de los países, que deben contar con la potencia necesaria para cubrir los momentos de mayor calor del día. En el sur de Estados Unidos, donde, como se vio, el uso de AA es generalizado, estos aparatos ocasionan un pico del consumo de electricidad en las tardes de verano que supera en un 50 % al que se registra en horas de menos consumo, que ocurren durante la madrugada (EIA, 2020b).

morados) y dentro de cada quintil de ingresos (puntos grises) en 12 países de la región. La posesión de este electrodoméstico en América Latina y el Caribe está lejos de ser universal, encontrándose por debajo del 70 % en Bolivia, Guatemala, Nicaragua y Perú, lo que constituye un déficit de bienestar muy relevante. Esa proporción crece fuertemente con el nivel de ingresos del hogar, hasta aproximadamente los USD 500 per cápita por mes, y alcanza niveles de universalidad al acercarse a los USD 1.000 per cápita.

Recuadro 7.2

Proyecciones de temperatura y demanda de refrigeración y calefacción

Tomando como referencia el escenario intermedio de emisiones (SSP2-4,5) del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) es posible calcular la cantidad de grados-días de refrigeración y calefacción en los distintos países de la región para 2040 (corto plazo), entre 2041 y 2060 (mediano plazo) y entre 2081 y 2100 (largo plazo). Alves y Lurgo (2023) realizan este ejercicio bajo el supuesto de que la distribución relativa de la población dentro de los países permanece igual a la actual.

Dicho ejercicio permite cuantificar el descenso en las necesidades de calefacción y el aumento de las necesidades de refrigeración en la región a causa del calentamiento global. El promedio simple de grados-días de calefacción en el grupo de países con mayores necesidades actuales, integrado por Argentina, Bolivia, Chile, Ecuador, Perú y Uruguay, disminuirá desde alrededor de 1.000 en la actualidad a 900, 820 y 740 en el corto, mediano y largo plazo, respectivamente. El incremento en los grados-días de refrigeración sería mucho más pronunciado. El grupo de 21 países con mayores necesidades de refrigeración incrementaría sus grados-días de aproximadamente 1.500 en la actualidad a 1.750, 1.900 y 2.200 en el corto, mediano y largo plazo.

El pronunciado incremento en las necesidades de refrigeración de ambientes, unido al crecimiento de largo plazo en el ingreso de los hogares, impactará fuertemente en la demanda de electricidad para aires acondicionados. Extendiendo los patrones observados actualmente en Argentina y Brasil al resto de los países, el promedio de posesión de aparatos de aire acondicionado en la región se ubicaría actualmente en alrededor de un tercio. Asumiendo que en las próximas décadas los ingresos de los hogares tendrán un incremento similar al observado en las dos últimas, dicha posesión aumentaría en casi veinte puntos porcentuales, hasta alcanzar aproximadamente a la mitad de los hogares hacia 2050. Dicho incremento implicaría una subida de la demanda de electricidad del 6 % hacia 2030 y del 13 % hacia 2050 (Alves y Lurgo, 2023).

Cuadro 1

Estimaciones y proyecciones de la penetración del aire acondicionado (AA) en los hogares

	Actual		2030		2050	
	Hogares con AA (%)	Promedio de equipos por hogar	Hogares con AA (%)	Promedio de equipos por hogar	Hogares con AA (%)	Promedio de equipos por hogar
ALyC	31	1,4	39	1,4	48	1,5
Sudamérica	32	1,3	39	1,3	50	1,4
Centroamérica y México	24	1,3	34	1,4	43	1,5
Caribe	34	1,4	41	1,5	50	1,6

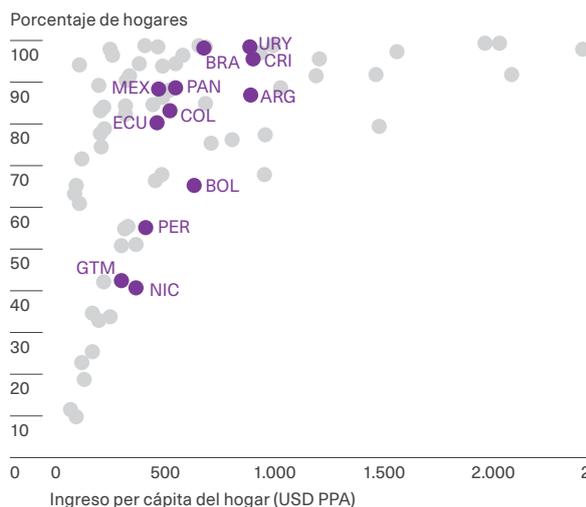
Nota: El cuadro muestra estimaciones del porcentaje de hogares que poseen al menos un aire acondicionado y la cantidad promedio de equipos para aquellos que tienen al menos uno. Estas variables son predichas con un modelo de conteo Hurdle en dos etapas, que incluye como variables explicativas el PIB per cápita y los grados-días de refrigeración y considera el precio de la electricidad, estimado a partir de encuestas de hogares de Argentina y Brasil en el periodo 2017-2018. Consultar Alves y Lurgo (2023) para más detalles sobre la construcción y estimación del modelo. Se puede consultar la lista de países considerados en cada subregión en el apéndice del capítulo disponible en línea.

Fuente: Elaboración propia con base en datos de Alves y Lurgo (2023).

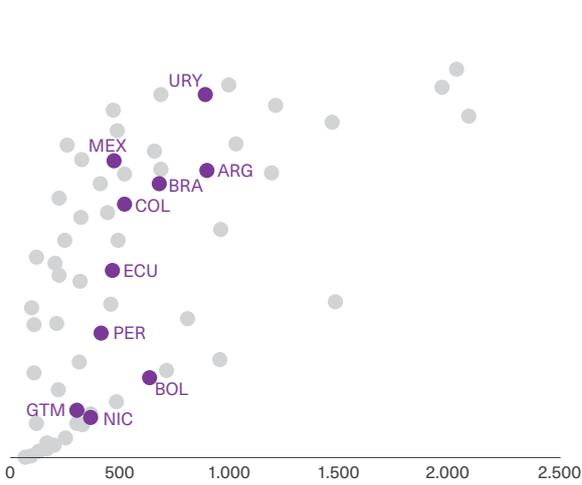
Gráfico 7.5

Relación entre posesión de refrigerador y lavarropa y nivel de ingreso

Panel A.
Posesión de refrigerador e ingreso per cápita



Panel B.
Posesión de lavarropa e ingreso per cápita



Nota: El gráfico muestra la correlación entre la posesión de electrodomésticos básicos en el hogar y el ingreso per cápita familiar convertido a dólares ajustados por paridad de poder adquisitivo (PPA). Cada punto representa un quintil de ingreso de un país específico y en rojo se resaltan los promedios nacionales. Los datos de posesión fueron obtenidos a partir de encuestas de hogares de 12 países entre 2013 y 2021, con la excepción de Panamá (año 2008). El ingreso fue ajustado utilizando el factor PPA correspondiente al periodo de cada encuesta. Se puede ver a qué país corresponde cada código ISO y el año de la encuesta en el apéndice del capítulo en línea. El cuadro A.7.1 del apéndice en línea presenta el año de la encuesta en cada país.

Fuente: Elaboración propia con base en datos de Puig y Tornarolli (2023), CEDLAS y Banco Mundial (2022, 2023b).

Los lavarropas son, en general, el segundo electrodoméstico más relevante en términos de consumo eléctrico (Contreras et al., 2022; Ministerio de Energía y Minas y Fundación Bariloche, 2020). El panel B del gráfico 7.5 muestra una relación positiva entre la posesión de este aparato y los ingresos, pero con un patrón más gradual que los refrigeradores. Además, se observa un salto en la adopción cuando el ingreso supera los USD 500 per cápita mensuales. La adquisición de lavarropas, por tanto, será otra adición relevante a la demanda de electricidad residencial en la región en las próximas décadas a medida que los ingresos de los hogares continúen incrementándose.

Un tercer uso de la electricidad muy relevante tanto por su impacto en el bienestar como por su consumo es la iluminación de las viviendas. El progreso tecnológico ha introducido nuevas lámparas que son significativamente más eficientes que las anteriores y, por tanto, disminuyen el consumo eléctrico. Las lámparas de tecnología LED (diodo emisor de luz) utilizan un 90 % menos de electricidad y duran 25 veces más que las lámparas incandescentes tradicionales (U.S. Department of Energy, s. f.). Si bien estas dos características de ahorro y duración hacen económicamente conveniente cambiar las lámparas tradicionales por otras LED, su mayor costo puede restringir su adopción por parte de los hogares. Como se verá más adelante, esta falta de adopción puede ser un foco de acción de las políticas públicas.

¿Cuánto gastan los hogares en su consumo residencial de energía?

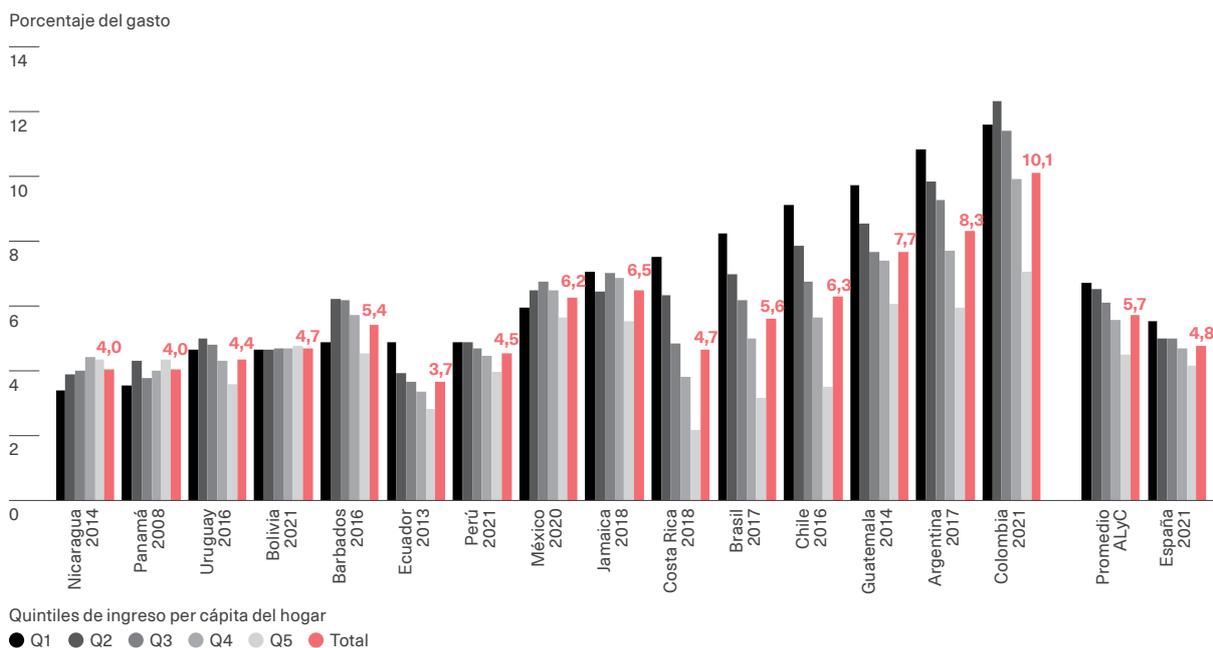
El gasto en consumo residencial de energía es una categoría muy relevante en el presupuesto de los hogares de la región. Por tanto, eventuales modificaciones en los precios de la energía durante la transición impactarán a la economía familiar. El gráfico 7.6 presenta la proporción que representa el gasto en energía para usos residenciales en el gasto total de los hogares en cada país en los años específicos en que los institutos de estadística nacionales realizaron encuestas sobre el tema. Dicho uso residencial excluye el costo del consumo de energía para transporte, que será analizado en el capítulo 8. En la mayoría de los países de la región (y en España), esa proporción se ubica entre el 4 % y el 5 % del gasto total, pero en Argentina, Colombia y Guatemala es más elevada,

superando el 7 %. El gráfico muestra, además, que en la mayoría de los países dicha proporción suele disminuir con el ingreso del hogar. Esto implica que la energía es un bien necesario y que los impactos de eventuales cambios de los precios como resultado de la transición energética serán más intensos para los hogares más pobres.

● ●
En promedio, los hogares gastan un 6 % de su presupuesto en energía, mayormente en electricidad, superando el 10 % entre los más pobres de varios países

Gráfico 7.6

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



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

Fuente: Puig y Tornaroli (2023).

Recuadro 7.3

¿Cómo responde el consumo de electricidad a los cambios en su precio?

Existe amplia evidencia de que, ante un incremento del precio de la energía (electricidad o gas), los hogares responden consumiendo menos cantidad y que dicha respuesta es mayor en el mediano y largo plazo que en el corto plazo (Espey y Espey, 2004; Labandeira et al., 2017). En el corto plazo, la cantidad de aparatos se mantiene relativamente fija y la reacción comportamental está limitada a cambios en su utilización. A medida que pasa el tiempo, los hogares reaccionan a los precios modificando la cantidad de aparatos en el hogar, lo que genera variaciones sustancialmente mayores en su consumo.

Las reacciones del consumo energético a los precios varían también fuertemente según el país y el ingreso de los hogares. En general, los estudios disponibles para América Latina y el Caribe indican que un aumento del 10 % en el precio de la electricidad reduce entre el 2 % y el 4 % su consumo residencial en el corto plazo y entre el 4 % y el 6 % en el largo plazo (Espey y Espey, 2004; Labandeira et al., 2017; Marques et al., 2022; Moshiri y Martínez Santillán, 2018; Zabaloy y Viego, 2022)^a. Estas magnitudes implican que los aumentos de precios tienen poca efectividad para reducir el consumo en el corto plazo y, en cambio, impactan fuertemente el presupuesto de los hogares.

a. Zabaloy y Viego (2022) y Marques et al. (2022) reportan elasticidades de corto plazo de entre 0,2 y 0,47 para América Latina y de 0,36 para el Caribe; Labandeira et al. (2017) estiman esa elasticidad en 0,25 para países en desarrollo, y Moshiri y Martínez Santillán (2018) calculan que es de 0,35 para México. En general, la evidencia apunta a que la elasticidad de corto plazo es mayor en América Latina y el Caribe que en los países desarrollados. Para el largo plazo, las estimaciones, considerando el mismo conjunto de trabajos, excepto el último, se ubican entre 0,25 y 0,33, 0,42, y 0,59, respectivamente.

Puig y Tornarolli (2023) muestran que la composición del gasto en términos de fuentes de energía está alineada con los datos de consumo según la fuente presentados en el gráfico 7.2. En el grupo de países con mayor incidencia de la electricidad en el consumo energético residencial, integrado por Barbados, Brasil, Costa Rica, Jamaica, Panamá y Uruguay, en promedio tres cuartos del gasto energético es en electricidad. En Argentina, Bolivia, Ecuador y México, que conforman un grupo donde predomina el gas, esta fuente supone un tercio del gasto total y la electricidad alrededor de 60 %. Por último, en Chile, Colombia, Guatemala, Nicaragua y Perú, países con alta incidencia de la biomasa, la proporción del consumo eléctrico es en promedio levemente inferior al 50 %. La incidencia de la electricidad en este último grupo muestra que tiene un peso importante en el

gasto de los hogares incluso en los países con una canasta menos electrificada.

La proporción que supone el gasto energético en el presupuesto del hogar permite realizar una aproximación al impacto que eventuales aumentos de los precios tienen en el bienestar del hogar, asumiendo que la cantidad consumida permanece constante⁷. Considerando un gasto del 10 % en energía, similar al promedio de hogares colombianos en el gráfico 7.6, un aumento de los precios del 20 % disminuye el bienestar en la misma medida que una caída del 2 % en el ingreso del hogar. Impactos similares se verifican en los hogares del primer quintil de la población de Argentina, Brasil, Chile y Guatemala.

7 Como muestra el recuadro 7.3, las respuestas de la demanda a variaciones en los precios son relativamente reducidas en el corto plazo (Coady et al., 2015). No obstante, como se explica en el recuadro, la elasticidad del precio de la demanda de energía no es nula. Por tanto, estos impactos en el bienestar deben entenderse como de muy corto plazo y constituyen un techo en relación con los impactos de largo plazo. Existe además un impacto indirecto por la vía del incremento de los precios de bienes no energéticos que utilizan energía como insumo para su producción.

El estado y los desafíos de la electrificación

El acceso a la electricidad a nivel residencial: conexión y precios

El acceso a electricidad supone ganancias de bienestar, y un elemento básico de dicho acceso es la conexión a las redes de distribución eléctrica. El panel A del gráfico 7.7 muestra que la cobertura eléctrica residencial es universal en los países de mayor ingreso per cápita de América Latina y el Caribe, incluyendo Argentina, Brasil, Chile, Costa Rica, México, Paraguay, República Dominicana y Uruguay. Un segundo grupo de países tiene niveles de cobertura algo menores que los del primero, pero aún muy elevados, alcanzando entre el 94 % y el 99 % de los hogares. Este grupo, al que le queda por realizar un esfuerzo relativamente pequeño para lograr la universalidad, está conformado (ordenados de menor a mayor tasa de conexión) por Jamaica, Perú, Panamá, Bolivia, Barbados, El Salvador, Ecuador y Colombia. Por último, Guatemala y Nicaragua destacan por presentar niveles de conexión eléctrica sustancialmente inferiores al resto, con alrededor del 85 % de los hogares con electricidad en sus viviendas, aunque sus datos son los menos actualizados⁸.

El panorama actual de amplísima conexión a la energía eléctrica en la región es el resultado de importantes progresos realizados en las últimas décadas (Puig y Tornarolli, 2023). De los países con cobertura universal en la actualidad, solo Argentina, Chile, Costa Rica, y Uruguay la tenían a comienzos de siglo. Colombia, Ecuador y El Salvador aumentaron en más de diez puntos porcentuales la proporción de hogares conectados en el mismo período y están muy cerca de alcanzar la universalidad. El progreso fue aún más notable en Bolivia, Honduras y Perú, con incrementos de más de veinte puntos porcentuales en lo que va del siglo.

El panel B del gráfico 7.7 muestra que la falta de universalidad de la conexión a la red eléctrica en Bolivia, Colombia, Ecuador, El Salvador, Panamá y Perú se debe al rezago en las áreas rurales. En esas áreas los costos de distribución son más elevados debido a la menor densidad de población, a lo que se suma una geografía desafiante, con regiones de selvas y montañas. En el contexto de la transición energética, los obstáculos que suponen esos mayores costos de distribución pueden enfrentarse con la instalación de paneles solares en cada vivienda, aspecto que será analizado más adelante en el capítulo.



La conexión a redes de electricidad es universal en las áreas urbanas, producto de los enormes avances en las últimas décadas, pero aún persisten brechas de conexión en las zonas rurales

Si bien la región está muy avanzada en cuanto a conexión de los hogares a las redes de electricidad, esto no garantiza el acceso, que depende también del precio. La información de encuestas de opinión sugiere que, efectivamente, existen desafíos de acceso en términos de la capacidad de los hogares para hacer frente a los gastos de electricidad. Según la edición 2018 de la encuesta Latinobarómetro, en el promedio simple de 18 países, un 54 % de los entrevistados declararon haber tenido en algún momento dificultades para pagar la cuenta de electricidad (Corporación Latinobarómetro, 2020).

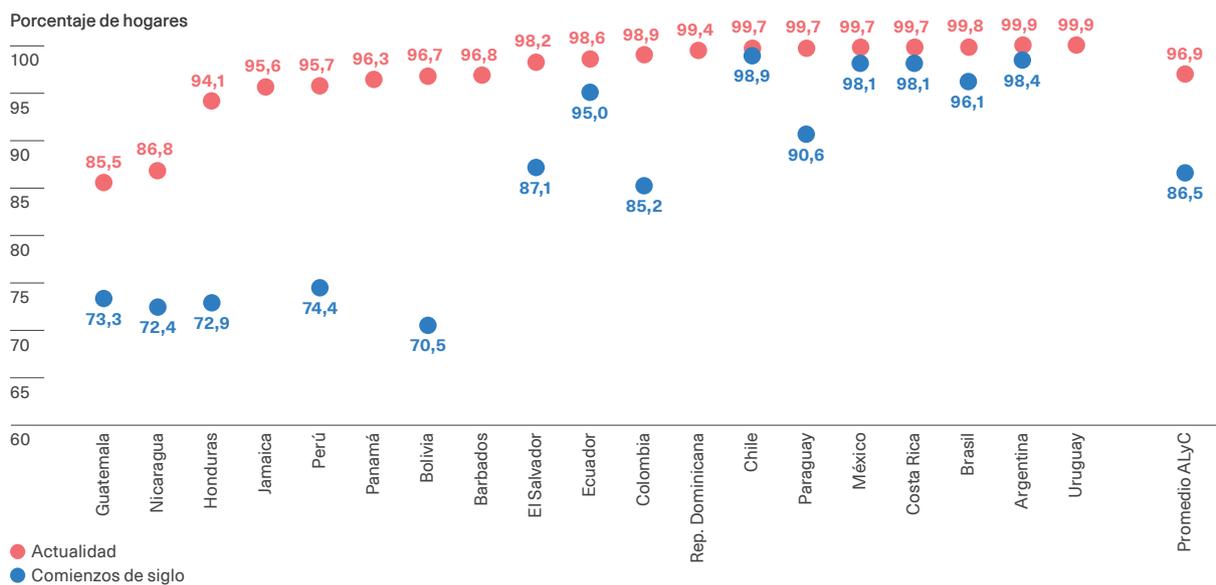
⁸ El cuadro A.7.1 en el apéndice del capítulo disponible en línea muestra el año al que corresponde cada uno de los datos en el gráfico 7.7.

Gráfico 7.7

Situación de la conexión a la electricidad en América Latina y el Caribe

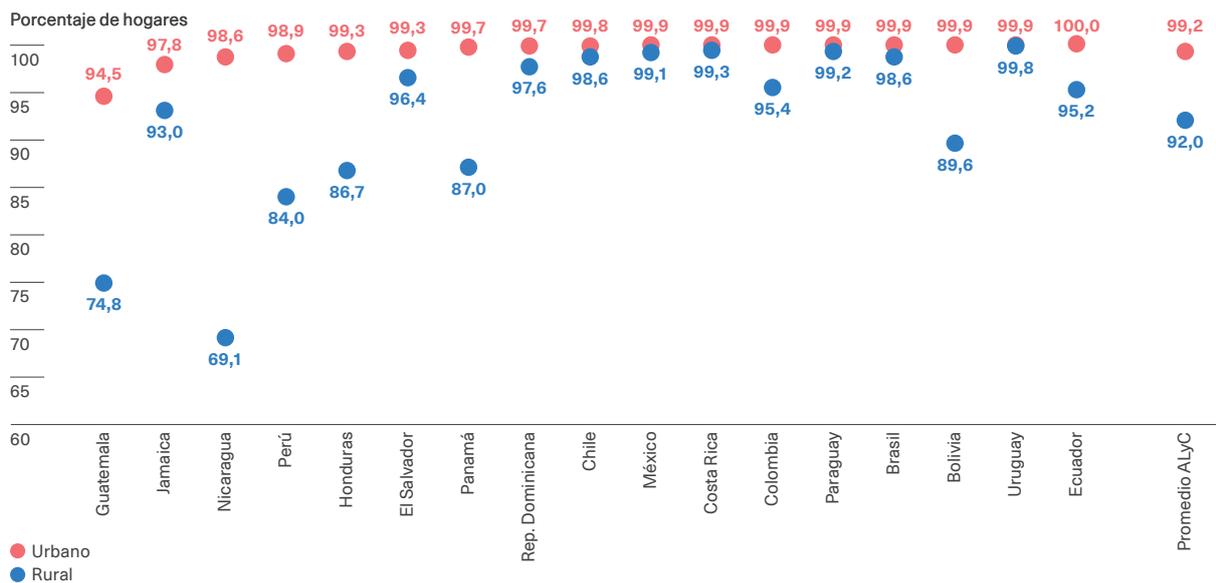
Panel A.

Evolución de la proporción de hogares conectados al servicio en los últimos 20 años



Panel B.

Proporción de hogares con conexión al servicio en áreas rurales y urbanas en la actualidad



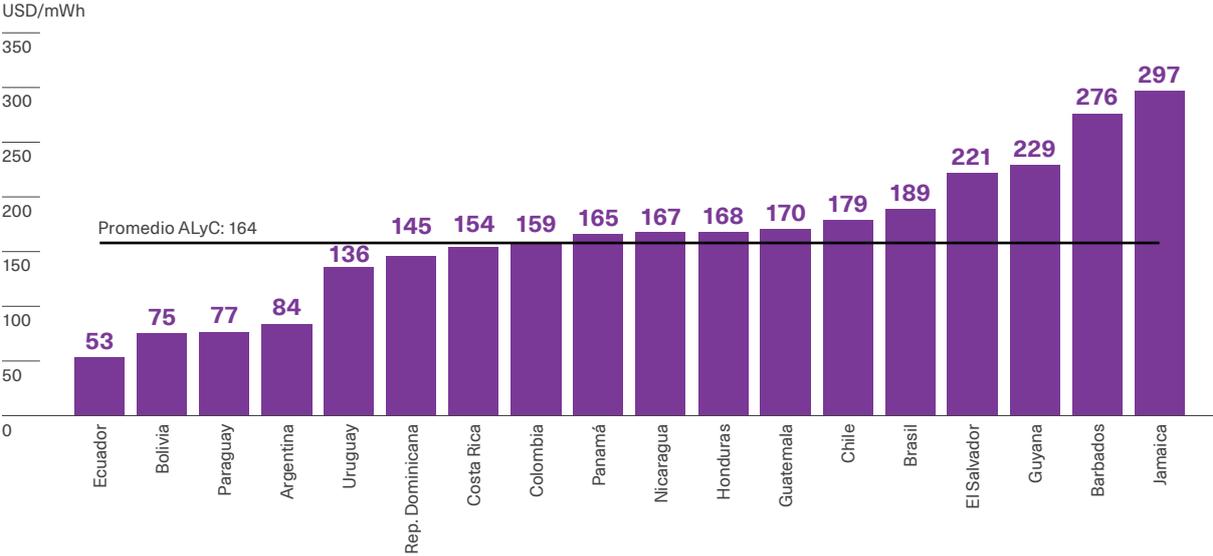
Nota: El gráfico muestra el porcentaje de hogares con acceso al servicio de electricidad en 19 países y el promedio de ALyC. En el panel A se muestra la evolución de este indicador entre el periodo actual (2014-2021) y comienzos de siglo (2000-2005), mientras que en el panel B se presenta el dato actual distinguiendo por áreas. La variable fue construida a partir de encuestas de hogares nacionales. El cuadro A.7.1 del apéndice en línea presenta el año de la encuesta en cada país.

Fuente: Puig y Tornarolli (2023).

El gráfico 7.8 presenta los precios promedio por país de la electricidad residencial en el período 2014-2020. Lo prolongado del período para el que se recogen dichos datos permite aproximarse al nivel estructural de los precios, que es el aspecto relevante para las decisiones de adquirir aparatos para el hogar, principal determinante de sus niveles de consumo eléctrico. El gráfico revela enormes diferencias entre países, que pueden representarse agrupándolos en tres conjuntos. Un primer grupo tiene los precios más elevados, por encima de los USD 200 por megavatio-hora (MWh), y está integrado (de menor a mayor precio) por El Salvador, Guyana, Barbados y Jamaica. Un segundo grupo, mayoritario, tiene precios cercanos al promedio de la región, oscilando entre USD 140 y USD 190 por MWh. Por último, Ecuador, Bolivia, Paraguay y Argentina presentan precios muy reducidos, del orden de la mitad del promedio regional. Estas enormes diferencias de precios minoristas se explican, por una parte, por costos de generación disímiles y, por otra, por diferentes niveles de impuestos y subsidios en las distintas etapas de producción y distribución de la electricidad.

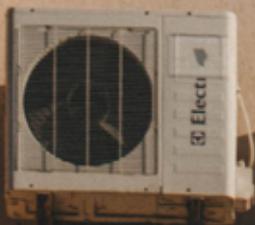
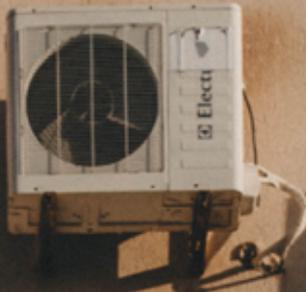
Los subsidios al precio residencial de la electricidad han sido históricamente muy comunes en la región. Entre 2011 y 2013 se ubicaban en el orden del 0,8 % del PIB en promedio para 32 países de América Latina y el Caribe (Di Bella et al., 2015). El cuadro A.7.1 en el apéndice (disponible en línea) muestra que dicho promedio escondía realidades muy distintas. De esos 32 países, 11, incluyendo principalmente a los de mayor ingreso que no exportan petróleo, no tienen subsidios o subsidian por un valor máximo del 0,1 % del PIB, mientras que 9 subsidian por un monto de al menos 1 punto del PIB. Del total de subsidios a la electricidad, aproximadamente la mitad estaba dirigida al sector residencial (Marchán et al., 2017). Más allá del subsidio general a los precios, en la mayoría de los países existe además un componente de tarifa social, que utiliza la cantidad de electricidad consumida como mecanismo de focalización. El componente general (no focalizado) de estos subsidios es clave para explicar los bajos precios observados en el gráfico 7.7 en Argentina, Bolivia y Ecuador, tres países donde esas ayudas superaron la media de la región entre 2008 y 2014 (Sanin, 2019).

Gráfico 7.8
Precios promedio de la electricidad residencial en 2014-2020



Nota: El gráfico presenta el precio promedio pagado por los consumidores (en dólares corrientes por MWh) en 18 países y el promedio de ALyC en el período 2014-2020. El precio promedio para los países considerados es de 164 USD/MWh. La variable se construyó a partir de datos de facturación y volumen vendido. El precio final incluye impuestos nacionales.

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





En varios países existen enormes subsidios al precio de la electricidad. Estos podrían focalizarse en los hogares de bajos ingresos para mejorar la eficiencia y el acceso

Un fenómeno importante en la región es el no pago de la factura eléctrica por razones de informalidad en la conexión. Dicho fenómeno se encuentra estrechamente ligado al de los asentamientos informales, aunque no exclusivamente. En Argentina, los datos del registro nacional de barrios populares indican que solo el 31 % de casi 1,2 millones de familias que residen en dichas áreas tiene conexión a la red de electricidad con medidor y factura individual (Ministerio de Desarrollo Social, s. f.). Del 69 % restante, menos del 1 % no tiene conexión a la red, por lo que

la enorme mayoría accede a la electricidad de forma irregular. En Brasil, el procesamiento propio de los datos del censo de población de 2010 indica que el 3,7 % de los hogares declararon no tener medidor de uso exclusivo o compartido en su conexión a la red de electricidad.

Además de la dimensión del subsidio encubierto que pueden tener las conexiones informales, estas tienen otras dos características que resultan relevantes para la transición energética. En primer lugar, desde un punto de vista del acceso, la informalidad en general está asociada a deficiencias en la calidad de la conexión, tanto en lo que respecta a la continuidad del suministro como a su potencia, y a la existencia de riesgos para la salud. En segundo lugar, la ausencia de medidor implica que se pierde el rol regulador que tienen los precios en el consumo de electricidad.

Autogeneración de energía eléctrica en los hogares mediante paneles solares

La instalación de paneles solares es una herramienta para reducir las emisiones de CO₂ asociadas a la generación de electricidad. Cuando los hogares adoptan esta tecnología, contribuyen además indirectamente a la disminución de las emisiones al limitar las pérdidas que se producen en la etapa de distribución de la electricidad. Más allá de sus beneficios sociales, una ventaja de que los hogares adopten los paneles es que les permite ahorrar en sus pagos por el servicio de electricidad y los impuestos asociados a este e incluso recaudar aportando energía a la red cuando esta lo permite. A nivel global, en 2022, un 17 % del total de electricidad de origen solar se generó en el sector residencial y se proyecta que su volumen crezca más del 60 % entre 2022 y 2024 (AIE, 2023o).

La promoción de la adopción de esta tecnología por parte de los hogares es particularmente atractiva en zonas rurales donde no existe red eléctrica, ya que permite acceder a la electricidad sin incurrir en los costos de extensión de la infraestructura. Las iniciativas de este tipo son abundantes en los países de la región, con una mención especial al Programa Masivo

Fotovoltaico de Perú, que llevó energía eléctrica a más de 200.000 hogares (Bejarano et al., 2023).

Si bien, en principio, la instalación de paneles podría reducir la extracción de electricidad de la red en una cantidad similar al consumo que tenía el hogar antes de colocar el dispositivo, esto no suele ser así debido a la existencia de un efecto rebote (Beppler et al., 2023; Deng y Newton, 2017; Qiu et al., 2019). Para el caso de Uruguay, D'Agosti y Danza (2023) encuentran que los hogares reaccionan a la instalación del panel incrementando su consumo de electricidad alrededor del 20 %. Otro aspecto interesante del caso de Uruguay, estudiado por D'Agosti y Danza (2023), es la combinación de la instalación de paneles con la existencia de medición neta de energía (*net metering*), tecnología que permite a los hogares vender energía a la red además de comprarla. Esto hizo que los hogares reaccionaran a la instalación de paneles inyectando electricidad a la red, con un promedio de 1.600 KWh por mes.

Una limitación de los subsidios a la adopción de paneles es que estos suelen ser regresivos, puesto que los hogares más ricos tendrán mayores incentivos

para dotarse de esa tecnología a causa de su mayor consumo de electricidad (Feger et al., 2022). Por esta razón, una alternativa más efectiva para promover la instalación de paneles en los hogares de mayores ingresos es crear esquemas que aumenten el precio de la electricidad cuanto mayor sea el consumo del hogar (Feger et al., 2022).

La rentabilidad actual de la instalación de paneles en los techos de las viviendas se asocia a la enorme caída de los costos del equipamiento y de la instalación, que fue de más del 80 % en la última década (AIE, 2023o). No obstante, sigue habiendo trabas para su adopción, fundamentalmente de orden regulatorio, financiero y de información, por lo que existe un amplio espacio para las iniciativas tanto del sector público como del privado que promuevan una mayor implantación en la región en los próximos años. En cuanto

a las regulaciones, estas incluyen los esquemas de precios y medidores inteligentes, las intervenciones en los códigos de construcción de las ciudades para facilitar la adopción de paneles en los techos de los nuevos edificios y las campañas informativas para que los hogares conozcan las oportunidades asociadas a esta tecnología.

El avance más rápido del uso de paneles solares en el sector residencial requiere también que los precios de estos productos continúen su tendencia a la baja, que se interrumpió entre 2020 y 2024 como consecuencia del aumento de los precios de los materiales y los costos de transporte generados por la pandemia del COVID-19. Por otro lado, la dependencia de la luz solar para generar electricidad que tienen los paneles hace necesario mejoras en las tecnologías de almacenamiento e interconexión a la red.

El aislamiento de los edificios y el consumo de energía

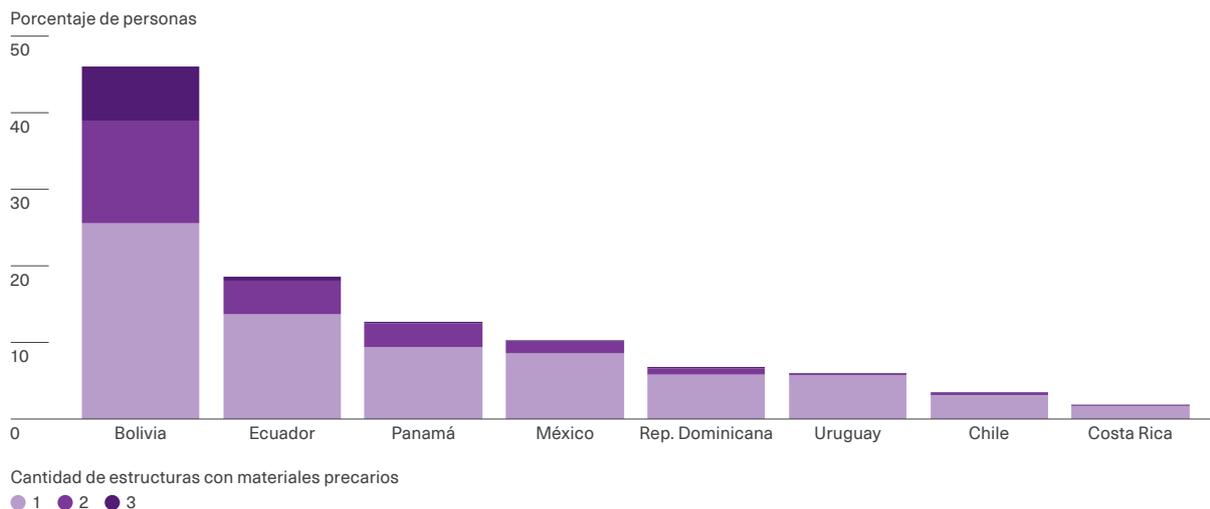
Dada la relevancia actual y futura de las necesidades de calefacción y refrigeración de los hogares, el aislamiento térmico de los edificios se vuelve crucial para disminuir o contener el aumento en el consumo de energía. Si bien este capítulo se enfoca en los edificios de uso residencial, el aislamiento térmico también es relevante para los edificios de oficinas y del comercio.

Los envolventes de los edificios son aquellas estructuras que separan el interior del exterior y proveen aislamiento térmico, además de visual y sonoro. Estos envolventes incluyen fundamentalmente las paredes, los techos y las ventanas. Su eficiencia como aislantes térmicos influye en el consumo de energía y el confort térmico de quienes residen en la vivienda. El impacto de las diferencias de eficiencia de los envolventes en el consumo energético puede ser muy significativo. En Gran Bretaña existen certificados de eficiencia de los edificios que van desde la A, para los más eficientes, a la G, para los menos eficientes. Se ha estimado que los edificios de categoría G pueden consumir hasta tres veces más energía que los de categoría A para un mismo confort térmico del hogar (AIE, 2022a).

En la región existen déficits de calidad de las viviendas, que suponen pobres condiciones de aislamiento de los edificios. El gráfico 7.9 realiza una aproximación a los déficits más extremos de aislamiento considerando los materiales de los techos, pisos y paredes de las viviendas. De los ocho países que cuentan con datos de censos realizados después de 2010, destaca Bolivia, donde casi la mitad de su población reside en construcciones que presentan déficit en al menos uno de esos tres componentes. Esto es especialmente preocupante dado que Bolivia tiene una de las mayores necesidades de calefacción de la región. Estas necesidades son relevantes también en Chile y Uruguay, donde una proporción menor, pero significativa, de la población vive en inmuebles con materiales precarios en alguna de esas estructuras clave. Dentro del grupo de países con necesidades generalizadas de refrigeración, entre el 10 % y 20 % de la población de Ecuador, México y Panamá tiene privación en alguno de estos materiales, mientras que en República Dominicana dicha proporción asciende al 7 %.

Gráfico 7.9

Población con al menos una estructura de la vivienda (piso, techo, paredes) construida con materiales precarios



Nota: El gráfico muestra el porcentaje de personas que habitan viviendas donde los techos, pisos o paredes se encuentran construidos con materiales precarios. Los datos fueron obtenidos a partir de censos nacionales para ocho países de ALyC en el periodo 2010-2017. La definición de material precario de construcción sigue la metodología propuesta por CEPAL (2001) para la identificación de necesidades básicas insatisfechas (NBI) e incluye tierra, paja, cartón, residuos y material de descarte, barro, bambú y palma, entre otros.

Fuente: Elaboración propia con base en datos de Minnesota Population Center (2020) y CEPAL (2001).

Las dos políticas específicas más relevantes para la mejora de la eficiencia energética de las viviendas son la inclusión de estándares mínimos en los códigos de construcción y las intervenciones informativas. En el caso de los estándares mínimos, estos incluyen regulaciones sobre los envolventes, pero también sobre los sistemas de calefacción, refrigeración, iluminación y ventilación, que son particularmente relevantes para el consumo en edificios de varios pisos. Los datos de Naciones Unidas y de la AIE indican que la adopción de estándares mínimos de eficiencia se encuentra bastante rezagada en la región, pero que muchos países están en proceso de establecerlos (AIE, 2022a; PNUMA, 2022b). De un total de 33 países, solo Chile, Colombia y Jamaica tienen estándares obligatorios. Argentina, Brasil y México tienen estándares disponibles, aunque no obligatorios, mientras que 11 tienen códigos en desarrollo y los demás no poseen información.

La calidad de los envolventes de los edificios puede ser difícil de verificar para quienes compran o alquilan una vivienda, lo que disminuye los incentivos de los

propietarios para invertir en mejorarlos. Las políticas públicas pueden actuar creando certificados de calidad de los envolventes y ponerlos a disposición o incluso hacer que su uso sea obligatorio. Existe evidencia basada en la comparación de precios de casas certificadas y no certificadas en países desarrollados de que los hogares valoran esa información (Brounen y Kok, 2011; Kahn y Kok, 2014).

Los déficits de materiales de construcción de las viviendas reducen la eficiencia del consumo energético en climatización

Una justificación específica para que las políticas públicas promuevan mejoras en el aislamiento térmico de los edificios surge de la falta de alineamiento entre los incentivos para mejorarlos que tienen los propietarios e inquilinos de los inmuebles (Gerarden et al.,

2017). En los contratos de alquiler, los inquilinos suelen pagar el consumo de electricidad, mientras que los propietarios controlan los aspectos de eficiencia de la construcción. Si estos aspectos son difíciles de observar, no se incorporarán al precio de la vivienda y el propietario no tendrá incentivos para mejorar la eficiencia energética en el edificio. Hancevic y Sandoval (2023) muestran evidencia en favor de esta hipótesis para el caso de México. Estos autores encuentran que los aparatos provistos por los dueños de viviendas alquiladas en ese país, como aires acondicionados y calentadores de agua, son menos eficientes que en aquellas habitadas por sus propietarios. En cambio, no observan diferencias de eficiencia en los aparatos que no son provistos por los propietarios en las viviendas alquiladas, como el lavarropas.

Dado que en la región existen serios problemas de asequibilidad de la vivienda, las políticas públicas deben ser especialmente cuidadosas en la evaluación del costo-beneficio de las intervenciones en

eficiencia energética en edificios para no contribuir a dicha problemática (Daude et al., 2017). La escasa evidencia disponible respalda esa visión cautelosa, mostrando que el análisis costo-beneficio de los efectos reales de las intervenciones suele ser menos auspicioso que lo indicado en las evaluaciones técnicas *ex ante* (Christensen et al., 2023; Davis et al., 2020; Fowlie et al., 2018)⁹. Dicha disociación entre evaluaciones *ex ante* e impactos reales de las políticas se debe a dos razones. Primero, esas evaluaciones en ocasiones omiten totalmente los costos de la intervención y se enfocan solo en la reducción del consumo energético generada. Segundo, esas evaluaciones no contemplan las reacciones de comportamiento de los hogares frente a la intervención; por ejemplo, una evaluación *ex post* en México encontró que la mejora del aislamiento térmico de las viviendas no supuso cambios en la temperatura ni el consumo de electricidad porque los hogares mantenían las ventanas abiertas en los días calurosos (Davis et al 2020).

Políticas de transición energética en el sector residencial

La reducción de las emisiones de CO₂ por el uso de energías más limpias y aparatos más eficientes y por las prácticas de ahorro energético genera beneficios sociales más allá de los privados y por esto motiva la implementación de políticas que la promuevan. Además de los motivos ambientales, existen otros dos que resultan clave no solo para justificar la intervención de las políticas públicas, sino también para su diseño exitoso. Por un lado, como se detalla en el recuadro 7.4, la complejidad de las decisiones asociadas al consumo eficiente de energía y las restricciones de acceso al crédito pueden hacer que los hogares no incrementen la

eficiencia de su consumo residencial aun cuando esto les resulte beneficioso en términos privados (Allcott y Mullainathan, 2010; Fowlie y Meeks, 2021)¹⁰. Por otro lado, existen motivos de equidad. Los costos monetarios de la adopción pueden ser demasiado altos para los hogares de menos ingresos y, dentro de este grupo, los miembros más jóvenes y las mujeres sufren en mayor medida los daños a la salud y la carga superior de esfuerzo asociado a la utilización de energías sucias.

9 Davis et al. (2020) encontraron que una intervención de mejora del aislamiento de las viviendas en una zona cálida del norte de México no tuvo efectos en el consumo de electricidad ni en el confort técnico a pesar de que los cálculos técnicos *ex ante* indicaban un ahorro del 25 % en dicho consumo. Asimismo, Fowlie et al. (2018) estudiaron un programa masivo, pero de baja adopción, de mejora del aislamiento térmico de las viviendas en Estados Unidos y verificaron una relación costo-beneficio *ex post* negativa para los hogares, a pesar de que estudios técnicos *ex ante* indicaban lo contrario. Christensen et al. (2023) también han reportado evidencia reciente de serias sobreestimaciones *ex ante* de ahorro energético en otro programa de mejoras en el aislamiento de los edificios en Estados Unidos.

10 Esto no implica que siempre existan beneficios privados no realizados. Existe abundante evidencia tanto de contextos en los que esto es cierto (p. ej., Berkouwer y Dean (2022)) como de otros en los que no (Fowlie et al (2018)). Allcott y Greenstone (2012) y Gerarden et al. (2017) evalúan la evidencia disponible respecto a la existencia de estos beneficios privados no realizados y discuten sus causas e implicancias para las políticas públicas.

Recuadro 7.4

¿Por qué los hogares pueden no implementar medidas de eficiencia energética que mejorarían su bienestar?

Existe evidencia de que, frecuentemente, los hogares no adoptan tecnologías y prácticas de eficiencia energética cuando estas les reportarían un beneficio privado y que no reaccionan a los precios de la energía en la forma que sería más conveniente para sus intereses (Bensch et al., 2015; Berkouwer y Dean, 2022). Para analizar cómo las políticas públicas pueden ayudar a los hogares a tomar mejores decisiones de consumo energético, que a su vez sean beneficiosas desde el punto de vista social, resulta útil separar las causas detrás de dicha problemática en tres deficiencias: acceso al crédito, acceso a la información y toma de decisiones.

La falta de acceso al crédito es una barrera para la adopción de tecnologías eficientes en muy diversos contextos y recientemente se ha comprobado que es un problema también para el consumo de energía (Bensch et al., 2015; Berkouwer y Dean, 2022). El déficit de acceso al crédito es particularmente relevante en los contextos de ingresos medios y alta desigualdad de los países de la región, donde los mercados de crédito están menos desarrollados y los hogares más pobres carecen de colaterales e ingresos formales estables.

En cuanto a los problemas de información, el avance en la eficiencia energética del consumo residencial está asociado a nuevas tecnologías que los hogares no conocen y sobre las cuales les puede resultar costoso aprender. Dado el carácter de bien público de la información, esta puede ser provista de forma insuficiente y, así, generar situaciones de baja adopción de las tecnologías más eficientes.

En cuanto a la toma de decisiones, la evidencia de la economía del comportamiento muestra que problemas de inconsistencia temporal, falta de atención a los detalles y dificultad para procesar cálculos complejos pueden llevar a que los hogares no adopten las tecnologías y prácticas que serían más convenientes para su presupuesto. En el caso de las adquisiciones de nuevo equipamiento que reducirían el gasto energético, la inconsistencia temporal y la dificultad para calcular esos ahorros futuros pueden llevar a la falta de adopción. En cuanto al consumo de electricidad, los hogares pueden no registrar con precisión cuánto consumen y en qué momento del día lo hacen, dos aspectos clave para el diseño de tarifas eficientes.

Dada la descripción realizada en el capítulo sobre el consumo residencial de energía en la región, las políticas públicas de transición energética dirigidas a dicho sector pueden plantearse en función de los tres principales desafíos identificados. En el cuadro 7.1 se presentan de forma resumida dichos desafíos, los objetivos de las políticas para abordarlos y las políticas concretas. Los subapartados que siguen desarrollan esos tres elementos con mayor profundidad.

Antes de revisar la evidencia disponible respecto a la efectividad de las distintas políticas, es clave señalar que existe una importante brecha de conocimiento sobre el impacto de los programas de eficiencia energética en países en desarrollo (Fowle y Meeks, 2021). Al igual que se dedican fondos a desarrollar

tecnologías, es deseable que los gobiernos destinen recursos para evaluar políticas escalables de forma experimental (Allcott y Mullainathan, 2010). Esto es especialmente relevante dado que las evaluaciones *ex ante* de las políticas suelen ignorar las reacciones comportamentales y los aspectos de implementación y, por esta razón, sobreestimar fuertemente las ganancias (Davis et al., 2020; Fowle et al., 2018).



La falta de información, las dificultades de acceso al crédito y la complejidad de las decisiones de consumo energético, motivan y dan marco a las políticas públicas para el sector residencial

Cuadro 7.1

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

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

Primer desafío: reducir la utilización de biomasa para cocinar y calentar ambientes

La intervención más básica para mejorar la eficiencia energética de la cocción y calefacción con biomasa en la región consiste en mantener el uso de esta fuente de energía, pero mejorando las tecnologías existentes. Por ejemplo, en el caso de las estufas, las que se alimentan con pellets son más eficientes y limpias en términos de producción de material particulado que las de leña tradicionales y, además, los pellets ocupan menos espacio (Boso et al., 2019).

La evidencia muestra que la disposición a pagar por formas de cocinar más limpias es muy baja entre los hogares que cocinan con biomasa de forma tradicional, que son en general residentes de zonas rurales y que tienen ingresos muy bajos (Berkouwer y Dean, 2022). Esto implica que políticas de precios como los impuestos al carbono no serían efectivas para mejorar la adopción y tendrían un fuerte sesgo regresivo. En este contexto, pueden plantearse dos tipos de



estrategias alternativas. Por un lado, subsidiar parcial o totalmente la adquisición de aparatos más eficientes; por otro lado, realizar intervenciones de información y educación que afecten el comportamiento sin requerir una transferencia económica al hogar.

Los subsidios a la adquisición de ese tipo de equipamiento tienen la ventaja de que pueden ser efectivos ante una variedad de causas por las cuales los hogares no adoptan las tecnologías socialmente más eficientes. Esto incluye las asociadas a la pobreza y las restricciones de acceso al crédito, que son muy relevantes en el mundo en desarrollo (Berkouwer y Dean, 2022), pero también los problemas de información que llevan a los hogares a subestimar los retornos privados de las inversiones en eficiencia (Allcott et al., 2015). Dados los problemas de acceso al crédito mencionados en el cuadro 7.1, los subsidios en programas de crédito de adquisición de equipamiento podrían estipular menores tasas de interés y plazos más largos.

La principal desventaja de los subsidios es su costo fiscal, lo que motiva que se deba prestar especial atención a su focalización, dirigiéndolos a los hogares en los que se espera un mayor impacto en cuanto a

comportamiento y evitando que beneficien a los de mayores ingresos (Allcott et al., 2015). Las medidas informativas y de educación no son efectivas para solucionar problemas de pobreza y crédito, pero en general su costo es muy inferior por la ausencia de una transferencia y tener menos costos logísticos. La evidencia disponible apunta a que existe un espacio importante para la complementariedad entre información y subsidios. En particular, los subsidios a la adopción de nuevas tecnologías pueden no resultar efectivos si no van acompañados por un componente de información y educación (Hanna et al., 2016).

En general las políticas de adopción de cocinas más eficientes han sido efectivas en disminuir las emisiones y el consumo de biomasa en los hogares que reciben los equipamientos, pero han sufrido problemas de baja adopción y mantenimiento (Banco Mundial, s. f.; Beltramo et al., 2023; Berkouwer y Dean, 2022; Hanna et al., 2016). Dados estos problemas de implementación y que incluso cuando las cocinas y estufas son bien utilizadas continúan generando emisiones, podría plantearse su sustitución por tecnologías más limpias, como el GLP y la electricidad (Beltramo et al., 2023).

Segundo desafío: aumento de la demanda de electricidad

Las intervenciones para mejorar la eficiencia y promover el ahorro en el consumo de electricidad pueden agruparse en tres categorías. Primero, mejorar la eficiencia de los aparatos eléctricos mediante subsidios o estándares obligatorios. Segundo, la provisión de información y otras intervenciones comportamentales tanto para la adopción de aparatos más eficientes como para el uso de los aparatos existentes. Tercero, modificar el nivel y la estructura de los precios de la energía.

La evidencia disponible en cuanto a los subsidios para la adquisición de equipos más eficientes muestra efectos limitados en refrigeradores y aires acondicionados, pero positivos y significativos en lámparas (Allcott et al., 2015; Carranza y Meeks, 2021; Davis et al., 2014; Iimi et al., 2019). Davis et al. (2014) estudiaron un programa de reemplazo de esos dos electrodomésticos en México y

comprobaron que el recambio de neveras efectivamente redujo el consumo total de electricidad del hogar en el 8 %, un monto considerable. Sin embargo, este programa constituye un ejemplo adicional de discrepancia de los impactos reales respecto a las evaluaciones *ex ante*, que en este caso preveían un efecto cuatro veces mayor al real. Los resultados del mismo programa fueron peores en cuanto al reemplazo de aparatos de aire acondicionado, que causó un aumento en el consumo de electricidad. Esto se debió a un típico “efecto rebote”, por el cual los hogares reaccionaron a la mayor eficiencia de los equipos incrementando su uso. La evaluación global del reemplazo de ambos electrodomésticos mostró que resultó una forma muy cara de reducir las emisiones, a un costo de más de USD 500 por tonelada de CO₂.



El desafío del aumento de la demanda de electricidad debe afrontarse con mejoras de eficiencia en los electrodomésticos, los materiales de la vivienda y los comportamientos

La adopción de estándares mínimos en cambio cuenta con evaluaciones más favorables y ha sido ampliamente implementada en el mundo en las últimas cuatro décadas (Saunders et al., 2021). Según datos de la AIE, la cobertura de estándares mínimos en la región superó el 90 % del consumo de refrigeradores en 2022, lo que la ubica por encima del promedio global, pero está muy rezagada en otros aparatos (AIE, 2022a). En iluminación y refrigeración de ambientes, la región se encuentra levemente por debajo del promedio global, con menos del 70 % del consumo sujeto a estándares mínimos. Los mayores desafíos están en los electrodomésticos que usan agua, como lavarropas y lavaplatos, donde los estándares cubren solamente el 20 % del consumo, y especialmente en aparatos que tienen pantallas, donde la cobertura de estándares mínimos en la región sería nula, en contraste con alrededor del 70 % para el promedio global.

La complejidad asociada a las tecnologías de eficiencia energética y al elevado costo potencial de los subsidios refuerzan el atractivo de las intervenciones informativas y comportamentales. Estas han sido ampliamente implementadas en todo el mundo en las últimas décadas y cuentan con evidencia favorable respecto a su efectividad. Existen tres tipos principales de intervenciones: el etiquetado de electrodomésticos, la provisión de información sobre el nivel de consumo eléctrico propio y de los vecinos y las campañas informativas¹¹.

Las políticas de etiquetados de electrodomésticos consisten en obligar a los vendedores a colocar sobre los aparatos una etiqueta de formato estandarizado que describe su nivel de eficiencia energética. Las evaluaciones de impacto indican que estas políticas

son efectivas en mejorar la valoración de los consumidores de los electrodomésticos más eficientes (Andor y Fels, 2018). En 2023 el etiquetado de electrodomésticos existía en la mayoría de los países de América Latina y el Caribe, con la excepción de Bolivia (Ravillard et al., 2019)¹².

En cuanto a la provisión de información sobre los niveles de consumo eléctrico, tradicionalmente los hogares recibían información a fin de mes, sin ningún detalle más que la cantidad total consumida y su costo. El avance tecnológico ha permitido mejorar el nivel de información que reciben los hogares. Por un lado, varios experimentos aleatorios han mostrado que proveer información en tiempo real sobre el consumo hace que este disminuya (Houde et al., 2013). Esto requiere poder medir el consumo en tiempo real, por lo tanto, necesita de inversiones en medidores inteligentes. Por otro lado, una forma de provisión de información sobre el consumo propio que ha resultado particularmente exitosa es la comparación con el consumo de vecinos de similares características (Allcott, 2011b; Ayres et al., 2009; Costa y Kahn, 2013). La evaluación de una intervención de este tipo en Quito mostró una reducción del consumo mensual promedio de alrededor del 1 % (Pellerano et al., 2017). Si bien los efectos de estas intervenciones suelen ser pequeños, su costo de implementación es ínfimo y, por tanto, el balance costo-beneficio es altamente favorable (Andor y Fels, 2018).

Las campañas informativas apuntan a llamar la atención de los hogares respecto a aspectos relevantes de su consumo. Uno de esos aspectos típicos es la temperatura a la que se fijan los aparatos y sistemas de refrigeración o calefacción de ambientes. Los cálculos técnicos indican que solo un grado de diferencia, más alto para refrigeración o más bajo para calefacción, puede disminuir el consumo en hasta el 20 % (Gil, 2021).

En cuanto a las políticas de precios, como se vio en el recuadro 7.3, el consumo de los hogares responde a los cambios en ese valor. Por tanto, mayores

11 Otra intervención comportamental que ha demostrado tener una relación costo-beneficio en algunos contextos consiste en que los hogares fijen compromisos de reducción en su consumo de energía (Harding y Hsiaw, 2014). La evidencia en favor de este tipo de herramientas es menos abundante que las tres que se enumeran en el texto principal (Andor y Fels, 2018).

12 Ravillard et al. (2019) establecen que hacia 2017 ya todos los países tenían etiquetado excepto Bolivia, El Salvador y República Dominicana. No obstante, se ha verificado que los últimos dos países lo adoptaron con posterioridad. Un estudio del Ministerio de Energías (2019) confirmó que Bolivia no lo había adoptado e indicaba que el etiquetado existía en Perú y Paraguay, pero no era obligatorio.

precios pueden promover la eficiencia y el ahorro en el uso de electricidad. El camino de encarecer la energía enfrenta, sin embargo, tres dificultades importantes. Primero, el mismo recuadro mostró que las respuestas en el corto plazo son relativamente limitadas, con reducciones del 2 % y el 4 % del consumo por cada 10 % de incremento en los precios. Segundo, como se vio en el subapartado “¿Cuánto gastan los hogares en su consumo residencial de energía?”, aquellos de menores ingresos destinan una porción significativa a la energía, por lo que incrementos en los precios impactan fuertemente en su presupuesto. Tercero, los hogares tienen dificultades para reaccionar a esquemas de tarifas que son más eficientes, pero más complejos.

Una forma de que el diseño de los precios pueda, en teoría, contribuir al uso social más eficiente de la energía es que estos varíen según el momento del día. En el contexto de la transición energética, la variabilidad en el potencial de generación de las fuentes renovables, como la eólica y la solar, hace que los costos de producir la electricidad puedan diferir fuertemente a lo largo del día. Así, los precios pueden incentivar a

los consumidores a utilizar sus aparatos en las horas en que existe una mayor oferta de electricidad renovable y minimizar los costos sociales de generación eléctrica (Fabra et al., 2021). En la práctica, la fijación de precios dinámicos no suele observarse de forma “pura”, en el sentido de que los precios reflejen los costos en tiempo real, sino que suelen implementarse franjas asociadas a las horas de menor y mayor consumo agregado. Así, típicamente la tarifa variable será más elevada durante las horas pico, que suelen darse durante la tarde-noche, y mínima en las horas de menor consumo durante la madrugada. La implementación de precios dinámicos comparte, sin embargo, las tres dificultades mencionadas en el párrafo anterior, a lo que se le agrega un obstáculo tecnológico o de infraestructura¹³. Tradicionalmente, los medidores de consumo residenciales no registran el momento del día en que se realiza el consumo. Por tanto, la facturación del consumo según precios dinámicos requiere de la instalación de medidores inteligentes. Asimismo, en un esquema de precios dinámicos “puro”, el consumidor idealmente debe acceder a la información en tiempo real para poder reaccionar a los cambios de precio.

Tercer desafío: mejorar el acceso a la electricidad de los hogares más pobres

El desafío de mejorar el acceso de los hogares pobres a electricidad de calidad supone actuar en múltiples dimensiones. Tres de ellas son destacadas en el cuadro 7.1. La primera fue discutida en el apartado “¿Cuánto gastan los hogares en su consumo residencial de energía?” y consiste en contener el impacto del gasto en energía eléctrica en el presupuesto del hogar. Para avanzar hacia este objetivo pueden utilizarse dos herramientas principales. Por un lado, están los subsidios focalizados, consistentes en disminuir el monto de la tarifa eléctrica para aquellos hogares de menores ingresos. Por otro lado, se tiene el diseño de tarifas eléctricas crecientes por bloques, lo que implica que el precio de la electricidad aumente

discretamente con la cantidad consumida. Más allá de estas dos acciones concretas, las medidas que hacen más eficientes a los aparatos y edificios también sirven para disminuir el impacto del gasto eléctrico en los hogares más pobres.



Los subsidios a la tarifa focalizados en hogares pobres, el acceso en áreas rurales y la regularización de las conexiones informales son clave para mejorar el acceso equitativo a la electricidad

13 Fabra et al. (2021) encontraron que los consumidores españoles no respondían en promedio a la tarifa dinámica y Cahana et al. (2022), que los hogares de menores ingresos serían relativamente más perjudicados por la introducción de una tarifa dinámica. Otros estudios no se han enfocado en la fijación dinámica, pero sí en otros aspectos, y revelan que los consumidores no responden a los esquemas tarifarios más sofisticados de la forma que generaría una mayor eficiencia social. Shaffer (2020) muestra que los hogares en Canadá no entienden los precios no lineales, porque piensan que el precio en el margen se aplica a todo el consumo. Este comportamiento observado implicaría una pérdida del bienestar equivalente al 10 % del consumo anual de electricidad. De forma similar, Ito (2014) encuentra que los consumidores en California responden al precio promedio y no al marginal.

La segunda dimensión se refiere a proveer de acceso a la electricidad a los hogares pobres de áreas rurales. Como se vio en la sección “El acceso a la electricidad a nivel residencial: conexión y precios”, el acceso a electricidad en áreas rurales de varios países está lejos de ser universal. Asimismo, en el apartado “Autogeneración de energía eléctrica en los hogares mediante paneles solares”, se planteó cómo el subsidio a la adquisición e instalación de estos dispositivos puede mejorar el acceso en dichas áreas.

Por último, en el apartado sobre la cantidad de recursos que los hogares dedican a la energía, se presentó el fenómeno de las conexiones irregulares a las redes de electricidad y los problemas de acceso que estas suponen. El avance en soluciones a este problema tiene dos aristas. Una coincide con el problema presupuestario, planteado en la primera de las tres dimensiones, y con las herramientas de política correspondientes. La otra arista se relaciona con el aspecto de infraestructura y gestión de la distribución eléctrica, en cuanto a que es necesario instalar cables y medidores para regularizar barrios que están conectados a la red de forma irregular.



Transporte y transición energética: hacia una movilidad sustentable

- Eficiencia energética y electrificación en el transporte terrestre

- Transición energética en la movilidad urbana

- Políticas de transporte sostenible

- Cómo descarbonizar el transporte de carga



Mensajes clave

1

El transporte en América Latina y el Caribe es responsable de un 12 % del total de emisiones directas de gases de efecto invernadero y del 25 % de las emisiones energéticas. Casi el 90 % de esas emisiones corresponde a vehículos terrestres. En términos per cápita, las emisiones son sustancialmente menores que las de países desarrollados, pero han crecido fuertemente en las últimas décadas debido al aumento del número de vehículos particulares y de carga.

2

Los notables avances tecnológicos han hecho posible la electrificación de los vehículos particulares, pero esta se ve muy restringida en la región debido a lo costoso que resulta adquirirlos. Promover la electrificación de vehículos particulares mediante subsidios a su compra no parece adecuado debido a su costo fiscal, su sesgo regresivo y su escaso impacto en la adopción de nuevos vehículos.

3

La electrificación a gran escala del transporte de carga pesada aún resulta muy costosa, por lo que los esfuerzos de disminución de las emisiones en dicho sector pasan por mejorar su eficiencia y utilizar en mayor medida combustibles alternativos, como los biocombustibles. El transporte de carga en trenes supone menos emisiones, pero su viabilidad económica requiere de una escala que lo justifique.

4

El transporte de carga liviano, en especial el que está abocado a la logística urbana, tiene un gran potencial de descarbonización mediante la electrificación. Esta se vuelve económicamente rentable debido a que ese transporte necesita menos potencia que el de carga pesada y su uso intensivo acelera la recuperación de la inversión. La elevada informalidad y atomización del sector son desafíos para avanzar en esa electrificación.

5

Si bien dos tercios de los viajes de personas en las grandes ciudades de la región se realizan en modalidades sostenibles, los automóviles privados son los principales responsables de las emisiones. Disminuir su uso en favor del transporte público y las modalidades activas no solo reduce las emisiones de gases de efecto invernadero, sino también las de material particulado, la contaminación sonora, la congestión y los accidentes. Varios de estos costos no se evitan y hasta empeoran con la electrificación de los automóviles, lo que constituye una razón adicional para evitar subsidiar su adquisición.

6

La transición energética supone una oportunidad para la electrificación de los buses, que ya está avanzada en varias ciudades de la región. Si bien los costos de operación de los buses eléctricos son menores que los de combustión interna, su precio de compra es elevado, lo que requiere subsidios y financiamiento para preservar la sostenibilidad financiera y la asequibilidad de los sistemas de transporte público urbano.

Transporte y transición energética: hacia una movilidad sustentable¹

Introducción

El sector del transporte en América Latina y el Caribe (ALyC) genera el 12 % de las emisiones directas de gases de efecto invernadero (GEI) y el 25 % de las emisiones energéticas de la región. En términos per cápita, estas emisiones alcanzan aproximadamente 1 tonelada de dióxido de carbono equivalente por habitante y por año (tCO₂eq/hab./año), un 15 % por debajo del promedio mundial, casi la mitad de las que produce Europa y cinco veces menos que las de Estados Unidos (Minx et al., 2021). La enorme mayoría de las emisiones del transporte latinoamericano y caribeño son producidas por vehículos terrestres. Estos generan el 85 % del total de emisiones del transporte de América Latina y el 88 % de las del Caribe (Minx et al., 2021). Aproximadamente la mitad de dichas emisiones corresponden a automóviles y el resto, a vehículos de carga y autobuses (Vergara et al., 2021).

Las emisiones directas del transporte se producen porque los motores que impulsan los vehículos usan combustibles fósiles. El imperativo climático y el

progreso tecnológico hacen necesaria una transición energética en el sector que disminuya esas emisiones. Esto se logrará mediante tres mecanismos, enumerados a continuación y presentados en profundidad en este capítulo.

En primer lugar, distintas formas de transporte generan distintos niveles de emisiones. Por tanto, la transición energética pasa por utilizar en mayor medida las formas menos contaminantes. Cambiar la forma en que las personas se mueven en las ciudades constituye, de hecho, la clave de dicha transición en esas áreas, debido a que la caminata, la bicicleta y el transporte público masivo generan sustancialmente menos emisiones que los automóviles alimentados con combustible fósil. En el transporte de carga, en ciertos contextos, puede ser económicamente viable sustituir los viajes realizados en camión por traslados en tren.

¹ Este capítulo fue elaborado por Guillermo Alves y Juan Odriozola con la asistencia de investigación de Facundo Lurgo y Franco Degiuseppe.

En segundo lugar, el progreso tecnológico ha hecho que en muchos contextos sea económicamente conveniente electrificar los motores. Un componente fundamental de dicho progreso ha sido el abaratamiento de las baterías. En general, la ecuación económica de los vehículos eléctricos supone mayores costos de adquisición y menores costos de uso con respecto a los convencionales. Esto implica que la rentabilidad de la electrificación de los vehículos crece con su utilización y será mayor en aquellos vehículos que más se usan, como los taxis, buses urbanos y el transporte de carga en la última milla. Al mismo tiempo, los mayores costos de adquisición suponen un desafío en términos de financiamiento. En el transporte colectivo urbano, dicho desafío ha sido abordado mediante innovaciones institucionales que facilitan el financiamiento mediante la separación de la propiedad y la gestión de los buses.

En tercer lugar, incluso manteniendo los vehículos con motores a combustión, existen enormes

oportunidades para reducir las emisiones mejorando la eficiencia de esos motores y, en el caso del transporte de carga, la eficiencia de la cadena logística, de forma que disminuya la circulación de camiones con capacidad ociosa. El descenso de las emisiones por parte de los motores a combustión se logra, por un lado, reduciendo la antigüedad de los vehículos, para contar con motores más eficientes y, por otro, utilizando combustibles que generen menos emisiones que la gasolina, como los biocombustibles, el gas natural y el hidrógeno.



El 12 % de las emisiones directas de gases de efecto invernadero y el 25 % de las emisiones energéticas de América Latina y el Caribe son generadas por el sector del transporte

Transporte, consumo de energía y emisiones

Los derivados del petróleo son uno de los principales insumos energéticos de América Latina y el Caribe. El transporte es el responsable de más de dos tercios del uso total de esos productos. El gráfico 8.1 muestra el enorme crecimiento de las emisiones de GEI generadas por el transporte terrestre en la región. Estas se triplicaron en el último medio siglo debido al incremento tanto del número de automóviles particulares como de camiones de carga. Los primeros crecieron más del 60 % entre 2005 y 2015 (Rivas et al., 2019) y en 2019 casi uno de cada tres hogares poseía, en promedio, al menos un automóvil en la región (Puig y Tornarolli, 2023).

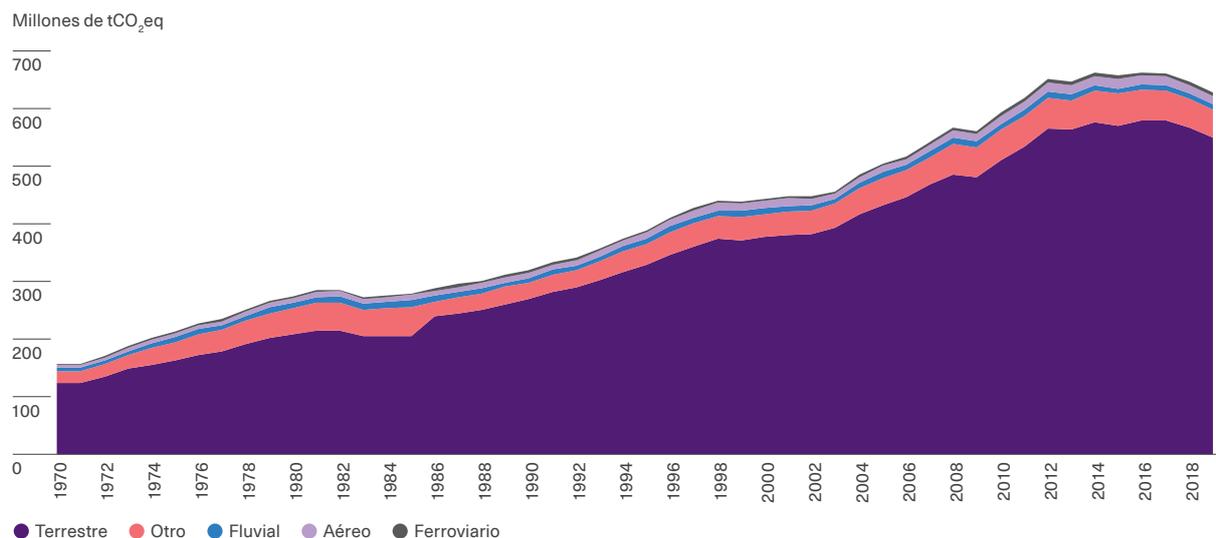


Casi el 90 % de las emisiones del transporte son de vehículos terrestres con motores a combustión, distribuidas en partes iguales entre transporte de carga y de personas

El gráfico 8.2 presenta, para 18 países, la proporción de hogares con al menos un automóvil, así como la porción entre los de menos y más ingresos. Se observa que los países con un ingreso per cápita más alto tienen una mayor posesión de automóviles y que, dentro de cada país, la tenencia de estos vehículos aumenta con el nivel de renta del hogar. En comparación con los países desarrollados, los promedios de posesión de automóviles en América Latina y el Caribe son considerablemente más bajos. Por ejemplo, en Estados Unidos, más del 90 % de los hogares tiene al menos un vehículo (U.S. Census Bureau, 2022). En la Unión Europea (UE), la cifra representa el 87 % (Vega-Gonzalo et al., 2023) y, en el Reino Unido, alcanza el 78 % (Department for Transport, 2022). América Latina y el Caribe presenta el mayor crecimiento de vehículos privados a nivel global, y se proyecta que su número se triplique para 2050 (SLOCAT, s. f.; Yáñez-Pagans et al., 2018).

Gráfico 8.1

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

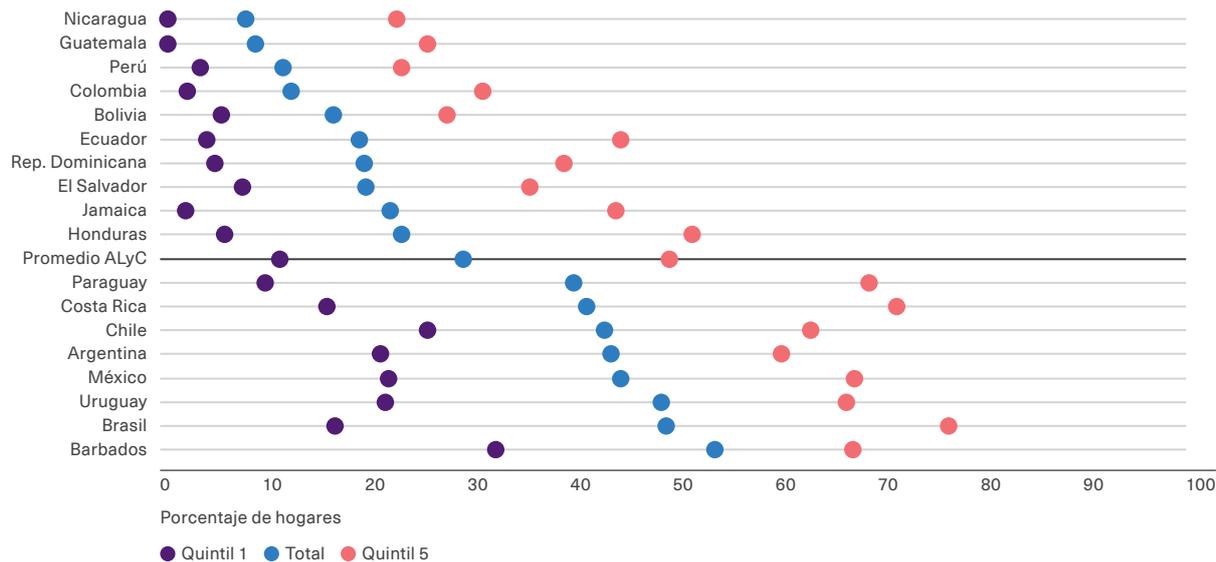


Nota: El gráfico muestra la evolución de las emisiones de GEI del sector del transporte, medidas en millones de toneladas equivalentes de carbono (MtCO₂eq) en ALyC en el periodo 1970-2019 y su distribución según el modo de transporte. Los gases incluidos son dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido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

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

Gráfico 8.2

Porcentaje de hogares con al menos un automóvil



Nota: El gráfico muestra el porcentaje de hogares con al menos un automóvil en países de ALyC y, dentro de cada uno, la posesión según la posición del hogar en la distribución del ingreso per cápita. El dato es el más reciente disponible en encuestas de hogares en el periodo 2014-2021. En el cuadro A.8.1 del apéndice disponible en línea se puede consultar el año de realización de la encuesta en cada país.

Fuente: Elaboración propia con base en datos de Puig y Tornarolli (2023).

El número de vehículos de carga también ha crecido fuertemente en la región, con una tasa anual que se ubicó entre el 5 % y el 7 % en el período 2005-2015 en la mayoría de los países. Estas tasas de crecimiento implican que dicho número se duplicaría en un plazo de 10 a 14 años (Barbero et al., 2020).

Casi la totalidad de los combustibles utilizados en el transporte en América Latina y el Caribe son derivados del petróleo, con la gasolina en primer lugar (69 %), seguida del diésel (28 %) y luego el queroseno y el combustible para aviación (3 %). Desde 1970 hasta 2019, el consumo de gasolina para el transporte aumentó en promedio más del 2,5 % anualmente,

mientras que el de diésel creció en promedio el 4 % anual (OLADE, 2021b). Si bien, como se verá más adelante, existen avances hacia la electrificación del transporte, esta tendencia aún es insignificante comparada con el crecimiento en el número de vehículos a combustión interna en la región.

Dada la importancia del uso y las emisiones del transporte terrestre en la región, así como su potencial de descarbonización en comparación con el transporte aéreo y marítimo, los siguientes apartados se centran en describir el estado de la tecnología en el sector y las oportunidades y barreras para hacerlo más sustentable.

Eficiencia energética, costos y electrificación en el transporte terrestre

Vehículos eléctricos

El transporte particular de personas se encuentra relativamente avanzado en cuanto a las tecnologías que permiten su descarbonización. De los 50 componentes de los sistemas energéticos que la Agencia Internacional de la Energía (AIE) considera críticos para la transición energética, solo 3 se encuentran con avances suficientes para lograr un escenario de cero emisiones netas y los vehículos eléctricos son uno de ellos. De forma consistente, las ventas de estos vehículos han crecido exponencialmente a nivel global en los últimos años (AIE, 2023q).



Los vehículos eléctricos utilizan una tecnología madura. El reciente crecimiento exponencial de sus ventas muestra avances suficientes para lograr los escenarios de cero emisiones netas

El gráfico 8.3 muestra la proporción de vehículos eléctricos en el total de las ventas (eje izquierdo) y en stock total (eje derecho) en la Unión Europea, Estados Unidos y tres países de América Latina para los que se cuenta con datos. En los países desarrollados, donde la barrera del costo es menor en términos relativos y son frecuentes los incentivos fiscales a la compra de vehículos eléctricos, la penetración de ventas es muy superior a la de América Latina, donde el stock no alcanza el 0,15 % del total en ninguno de los tres países, incluso cuando en Brasil y México existen incentivos para su adquisición (AMIA, 2022; Mobility Portal, 2023).

Parte de la dificultad de la expansión de los vehículos eléctricos en América Latina y el Caribe se debe a que, al ser un segmento nuevo, no existe un gran mercado de vehículos usados, como en el segmento fósil. Entre 2015 y 2020, cerca de 2 millones de vehículos livianos usados fueron exportados a la región, lo que supone casi un 10 % de la flota global de vehículos usados (AIE, 2023l). Estos vehículos representaron al menos el 70 % de las ventas en Argentina, Brasil, Colombia y Perú (AAP, 2022; Andemos, 2022; CCA, 2023; Fenabrave,

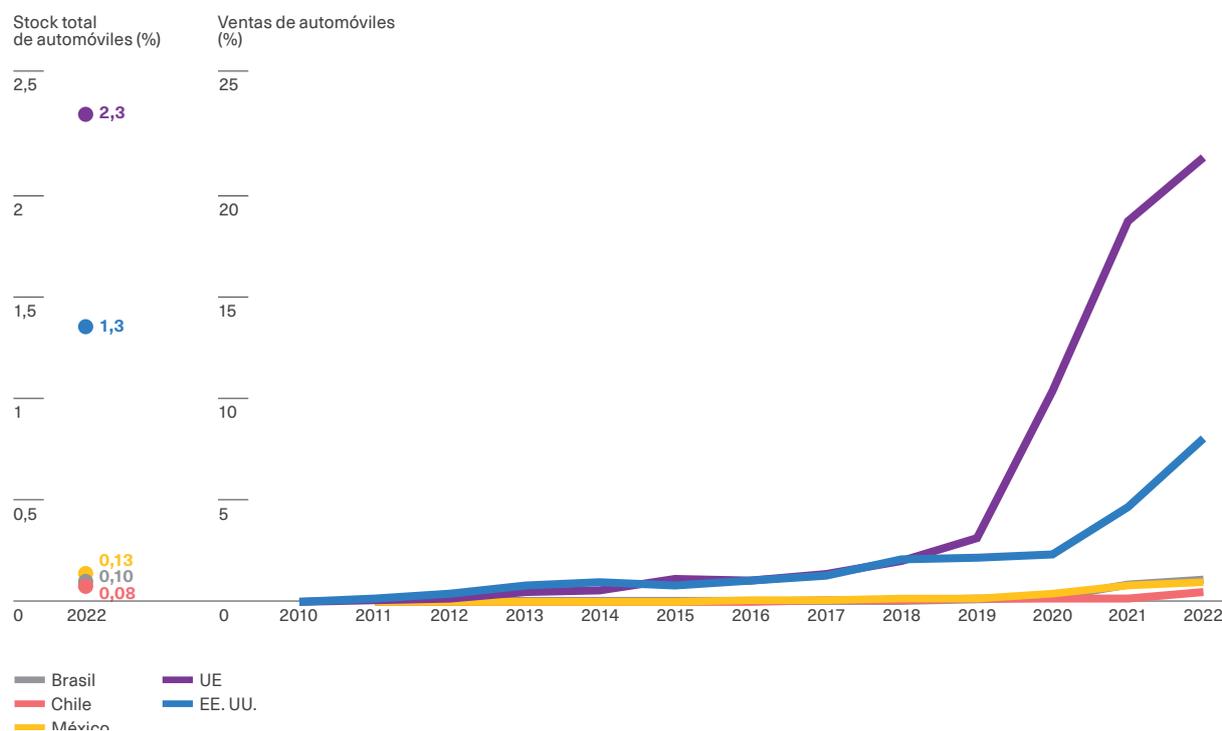
2022). La importancia de estos mercados secundarios se puede percibir también en la antigüedad de los vehículos particulares urbanos, que en América Latina y el Caribe ronda los 14 años, mientras que en Europa es de aproximadamente 11 años y en Estados Unidos de unos 12 años. Si observamos los parques automotores más grandes de América Latina, Brasil cuenta con un promedio bajo para la región, cercano al promedio europeo, mientras que México y Colombia tienen valores superiores al promedio regional, con una edad de estos vehículos cercana a los 17 años². La inexistencia en el segmento eléctrico de estos mercados secundarios, donde se ofrecen vehículos a precios más bajos, es un

factor más que disminuye la capacidad de la población para adquirirlos.

El crecimiento explosivo a nivel global de los vehículos eléctricos se explica por la aparición de modelos más económicos, por mejoras en general en su autonomía y sus prestaciones y por la existencia de fuertes subsidios en algunos países. A pesar de esto, los precios aún son elevados en comparación con los modelos que funcionan con combustibles fósiles, lo que restringe la expansión rápida de las ventas en países con bajos niveles de ingresos y mercados financieros menos desarrollados.

Gráfico 8.3

Penetración de los vehículos eléctricos en América Latina y el Caribe



Nota: El gráfico muestra el porcentaje de ventas de automóviles eléctricos respecto a las ventas totales de automóviles entre 2010 y 2022 y el porcentaje del stock de automóviles eléctricos con relación al stock total en 2022 en Brasil, Chile, México, Estados Unidos y el promedio de los 27 países de la UE. Se incluyen vehículos eléctricos a batería (BEV, por sus siglas en inglés) e híbridos eléctricos enchufables (PHEV, por sus siglas en inglés).

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

² El cuadro A.8.2 del apéndice, disponible en línea, muestra la edad promedio del parque de vehículos en países de América Latina y la fuente de donde se toma la información para cada uno.

El cuadro 8.1 compara los precios para un grupo de automóviles a combustión interna, eléctricos e híbridos con base en información para diez países de la región³. Del cuadro se desprenden cuatro observaciones que apuntan a que la adquisición de los vehículos eléctricos resulta sustancialmente más cara. Primero, uno de los modelos híbridos más vendidos en América Latina y el Caribe en 2023, el Toyota Cross, tiene un costo de adquisición un 20 % mayor que el mismo modelo de combustión fósil. Segundo, dicho modelo es más barato que todos los vehículos eléctricos relevados, excepto el BYD Dolphin, un automóvil compacto con la mitad de autonomía. Tercero, los modelos eléctricos tienen un precio muy superior a los que funcionan con combustibles fósiles. Si se comparan dos modelos similares de un mismo fabricante, como el Nissan Leaf y Sentra, se observa que el precio del modelo eléctrico es 60 % superior al de combustión. Contrastando los modelos más económicos se constata que el auto eléctrico tiene un precio un 175 % superior al de combustible fósil. Al comparar los modelos de precios intermedios, se observa también que un eléctrico es un 40 % más caro que el de combustión fósil. Por último, los modelos eléctricos con mayores autonomías son los más caros de los relevados en el cuadro.

Estos elevados costos limitan la adquisición de vehículos eléctricos por parte de hogares de ingresos bajos y medios. La última columna del cuadro 8.1 muestra, en promedio para la región, cuántos años de ingreso le llevaría a un hogar ubicado en el centro de la distribución del ingreso de cada país comprar cada uno de los modelos. Mientras que los autos con combustibles fósiles requieren entre 6 y 14 años de ingreso, el eléctrico más barato requiere casi 17 años. Los modelos eléctricos de gama media, como el BYD Yuan Plus, requieren 6 años de ingreso adicionales comparados con uno de combustible fósil de gama media, como el Renault KWID. Los eléctricos de gama más alta, como el BYD Han o el Tesla Model S, requieren 40 o más años de ingreso medio para su pago completo.



Los elevados costos de adquisición y la ausencia de un gran mercado secundario para los vehículos eléctricos son dos barreras de entrada importantes para América Latina y el Caribe

El principal elemento que encarece los vehículos eléctricos es el costo de sus baterías. Las más comunes son las de iones de litio (Li-ion) debido a su elevada eficiencia, menor peso y mayor capacidad (AIE, 2023c). Dada la relevancia de este componente para los vehículos eléctricos, existe preocupación sobre el costo de los minerales necesarios para elaborarlos, derivado principalmente de la disponibilidad de litio. Si bien la AIE proyecta que la capacidad instalada para producción de baterías será suficiente para los objetivos del escenario de cero emisiones, el precio de los minerales necesarios para su producción, principalmente el litio y el níquel, aumentó entre 2020 y 2023, (AIE, 2023a). Entre enero de 2021 y el mismo mes de 2023, el precio del litio se multiplicó casi por nueve. El precio de este mineral cayó fuertemente en el segundo semestre de 2023, estabilizándose en enero de 2024 en un valor similar al de su promedio de 2021. La variabilidad en precios y disponibilidad de este mineral ha motivado intensos esfuerzos para desarrollar baterías que sean menos dependientes del litio. Esto propició el establecimiento de una cadena de suministro de baterías de iones de sodio (Na-ion), las cuales no requieren litio para su desarrollo. Estas baterías son relativamente más baratas que las de Li-ion; sin embargo, tienen menor densidad de energía (AIE, 2023h). Esta densidad se refiere a la energía que se almacena y suministra en kilovatios por hora, por lo que la menor densidad deriva en menos autonomía.

³ La elección de los modelos se realizó con los siguientes criterios. Primero se buscó el modelo eléctrico o híbrido más vendido en los países seleccionados y se determinó que es el Toyota Corolla Cross híbrido no enchufable; después se tomó su modelo fósil como marco de referencia. Luego se seleccionaron los modelos Nissan por tener presencia en la mayoría de los países seleccionados y poseer ambos tipos de vehículos, lo que facilita la comparación. Luego se buscaron los modelos eléctricos y fósiles que se sitúan en el rango más bajo y en el rango promedio de precios para estos países. De ahí se seleccionaron los BYD Dolphin y Renault KWID como los modelos más económicos, y el BYD Yuan Plus y el Volkswagen Taos como modelos con precios en el rango medio. Finalmente, se seleccionó el BYD Han en tanto que modelo de alta gama con presencia en la región y se comparó con un modelo de referencia eléctrico de alta gama, como es el Tesla Model S.



Cuadro 8.1

Precios minoristas promedio de automóviles en 10 países en 2023

Modelo	Tecnología	Precio promedio (USD)	Autonomía (km)	Tiempo de carga DC (min)	Años para adquirirlo con ingreso mediano
Toyota Corolla Cross	Híbrido no enchufable	38.476	732	-	17,2
Toyota Corolla Cross	Fósil	32.489	562	-	14,5
Nissan Leaf	Híbrido enchufable	46.362	298	143	20,8
Nissan Sentra	Fósil	28.449	541	-	12,8
BYD Dolphin	Eléctrico	37.166	387	64	16,6
Renault KWID	Fósil	13.495	582	-	6,0
BYD Yuan Plus	Eléctrico	48.554	451	43	21,7
Volkswagen Taos	Fósil	34.442	555	-	15,4
BYD Han	Eléctrico	87.766	551	45	39,3
Tesla Model S	Eléctrico	109.000	637	75	48,8

Nota: El cuadro muestra el precio minorista promedio para una selección de vehículos híbridos, eléctricos y de combustión interna en los segmentos SUV, sedán y compacto a mediados de 2023. Para calcular la autonomía de los vehículos fósiles se utilizó el tamaño del tanque de combustible con el rendimiento por litro de combustible. Los valores de la última columna resultan de dividir el precio promedio por la mediana del ingreso per cápita mensual del hogar en cada país. DC son las siglas en inglés que designan la corriente continua para recarga de las baterías. Los detalles sobre países participantes, tipos de cambio utilizados y modelos disponibles en cada país pueden consultarse en los cuadros A.8.3 y A.8.4 del apéndice disponible en línea.

Fuente: Elaboración propia con base en datos de CEDLAS y Banco Mundial (2022), bancos centrales y distribuidoras oficiales de cada país.

Si bien la adquisición de los vehículos eléctricos es más cara que los de combustión interna, en general su costo de uso es más bajo debido a que el gasto en electricidad es inferior al de combustible fósil. Existen dos limitaciones para que esta ventaja se concrete en mayores ventas. Por un lado, el costo de adquisición es una fuerte señal para los consumidores. Por otro lado, los consumidores deben realizar cálculos relativamente complejos e inciertos para poder cuantificar esa ventaja. Este análisis implica considerar un gran número de variables, como el uso en kilómetros (km) por año, el precio relativo de la gasolina y la electricidad, la existencia de subsidios o impuestos, el tamaño del vehículo, la eficiencia energética, los costos relativos de mantenimiento, los costos de seguros e, incluso, las diferencias en las temperaturas a las que están expuestos los vehículos y las condiciones de las carreteras.

Como ejemplo de la heterogeneidad que existe en la comparación de los costos totales de propiedad⁴ entre vehículos eléctricos y a combustión, Burnham et al. (2021) encuentran que dichos costos para vehículos utilitarios eléctricos pequeños en Estados Unidos son superiores a los de combustión interna, siendo los híbridos no enchufables los menos onerosos. Por su parte, Hao et al. (2020) muestran que los vehículos eléctricos en China tienen en general un costo total menor y este diferencial se volvería aún más favorable hacia 2025, con las mejoras previstas en el rendimiento de las baterías y en la infraestructura de carga.

4 El costo total de propiedad evalúa todos los costos de adquisición, posesión y operación de un activo o recurso a lo largo de su ciclo de vida.

Recuadro 8.1

Las emisiones en el ciclo de vida de los vehículos particulares

La discusión sobre el impacto de la electrificación de los vehículos suele centrarse en las emisiones evitadas puesto que no queman combustibles fósiles. Sin embargo, el patrón de emisiones de los dos tipos de vehículos difiere también en su fabricación y en su gestión del fin de vida, incluyendo sus componentes.

La fabricación de baterías para vehículos eléctricos es un proceso con una significativa huella de carbono, puesto que son responsables de entre el 40 % y el 60 % de las emisiones asociadas a la producción de dichos vehículos. En términos generales, las emisiones totales resultantes de la fabricación de vehículos eléctricos son aproximadamente el doble de las producidas por uno de combustión interna (EPA, 2023a; Linder et al., 2023). Esta gran diferencia se explica principalmente por la intensidad energética de la minería del litio, el níquel, el cobalto, el manganeso y el grafito, necesarios para elaborar las baterías, y por la propia producción de estos dispositivos. Es importante destacar que la intensidad de emisiones de este proceso está determinada por las fuentes de energía utilizadas en las fases extractivas y productivas. Por ejemplo, la huella de carbono de vehículos eléctricos fabricados en Suecia es menos de la mitad que en China (Linder et al., 2023). Además de una mayor huella de carbono, este proceso tiene más impactos ambientales por distintos tipos de contaminación local asociados a la minería y por su demanda de agua (Crawford, 2022).

En la etapa de uso, los vehículos eléctricos no emiten GEI de forma directa; sin embargo, su intensidad de carbono depende de cómo es generada la electricidad con la que se alimentan. En los casos extremos, un vehículo que es recargado con electricidad generada con carbón tendrá mayores emisiones que otro de combustión interna, mientras que, si esta electricidad es generada con fuentes enteramente renovables, como solar o eólica, las emisiones serán nulas.

El Departamento de Energía de Estados Unidos realizó un cálculo estimativo de las emisiones por el uso de los distintos tipos de vehículos por estado con datos de 2022 (U.S. Department of Energy, 2022a). En estados como Washington, donde la energía hídrica representa casi el 70 % de la matriz eléctrica, el uso de vehículos eléctricos supone un 5 % de las emisiones de uno de combustión interna. En cambio, en el estado de Utah, donde el 57 % de la electricidad se genera con carbón, estos vehículos emiten un 37 % de lo que emitiría un vehículo que se alimenta de fuentes fósiles.

Hall y Lutsey (2018) y Bieker (2021) consideran conjuntamente las emisiones de fabricación y uso en distintos países. Sus análisis muestran que, si bien el impacto final en la mitigación de emisiones depende de las matrices energéticas nacionales, las emisiones totales de los vehículos eléctricos son inferiores a las de los vehículos a combustión interna. La conclusión es válida incluso para el caso de India, que cuenta con la mayor huella de carbono en generación de electricidad entre los países analizados.

Finalmente, la disposición o reciclaje de la batería cuando alcanza el fin de vida presenta un desafío ambiental adicional. El tratamiento inadecuado de las baterías agotadas deriva en contaminaciones de suelos, aire y agua, y amenaza la salud de las personas. A su vez, las baterías de litio en descomposición presentan un riesgo de explosión e incendio (Mrozik et al., 2021). Actualmente, el método de disposición más frecuente es llevarlas a vertederos, aunque el reciclaje y recuperación de los minerales que contienen muestra una tendencia creciente (Mrozik et al., 2021). Un aumento en la tasa de recuperación de estos minerales es también importante para la reducción de las emisiones durante el proceso de fabricación. Estimaciones muestran que el litio, el cobre, el níquel y el cobalto recuperados en la Unión Europea pueden llegar a abastecer entre el 5,2 % y el 11,3 % de su demanda estimada de nuevos minerales (Kastanaki y Giannis, 2023).



El precio de la gasolina en la mayor parte de los países de la región no refleja los altos costos sociales de la contaminación, el calentamiento global y los accidentes que implica el uso de los automóviles

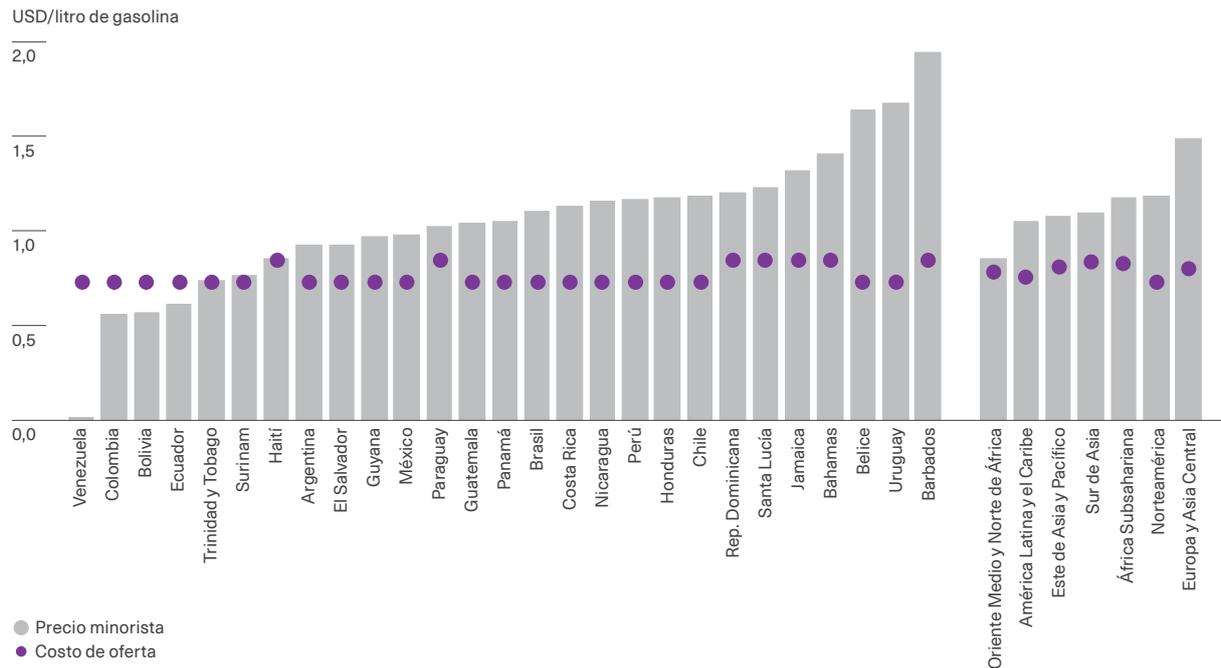
Un componente clave del análisis del costo total de propiedad son los precios de la gasolina y la electricidad. El gráfico 8.4 presenta los costos de producción y precios minoristas en dólares de la gasolina en 2022 en 34 países de América Latina y el Caribe y para el promedio de esos países y de otras seis regiones. Dado que el costo de producir gasolina no varía sustancialmente entre países, las diferencias de precio final minorista reflejan fundamentalmente las distintas políticas de impuestos y subsidios (Parry et al., 2021).

En 2022, solo Bolivia, Colombia, Ecuador y Venezuela tenían precios minoristas inferiores a los costos de oferta, por lo que, si se hace abstracción del costo social que implican las externalidades por el uso de gasolina, en el resto de los países lo que existen son impuestos y no subsidios.

Esas diferencias de impuestos y subsidios entre países generan una gran variedad de precios, que alcanzan máximos de más del 150 % en Barbados, Belice, y Uruguay. Comparando con otras regiones, América Latina y el Caribe tiene precios minoristas promedio similares a los del Este y Sur de Asia, alrededor del 20 % por encima de los valores de Oriente Medio y levemente por debajo de los precios promedio de África Subsahariana y Norteamérica. La región con mayor precio minorista promedio es Europa, con alrededor de 1,5 dólares por litro.

Gráfico 8.4

Costos y precios minoristas incluyendo impuestos de la gasolina por litro en 2022



Nota: El gráfico muestra el costo y precio minorista (incluyendo impuestos y subsidios) de la gasolina por litro, en dólares constantes de 2021, para 27 países de ALyC y promedios regionales para el resto del mundo en el año 2022. Se pueden ver los países que conforman cada región en el apéndice del capítulo disponible en línea. En dicho apéndice también puede consultarse un gráfico similar para el diesel.

Fuente: Elaboración propia con base en datos de Black et al. (2023).

Recuadro 8.2

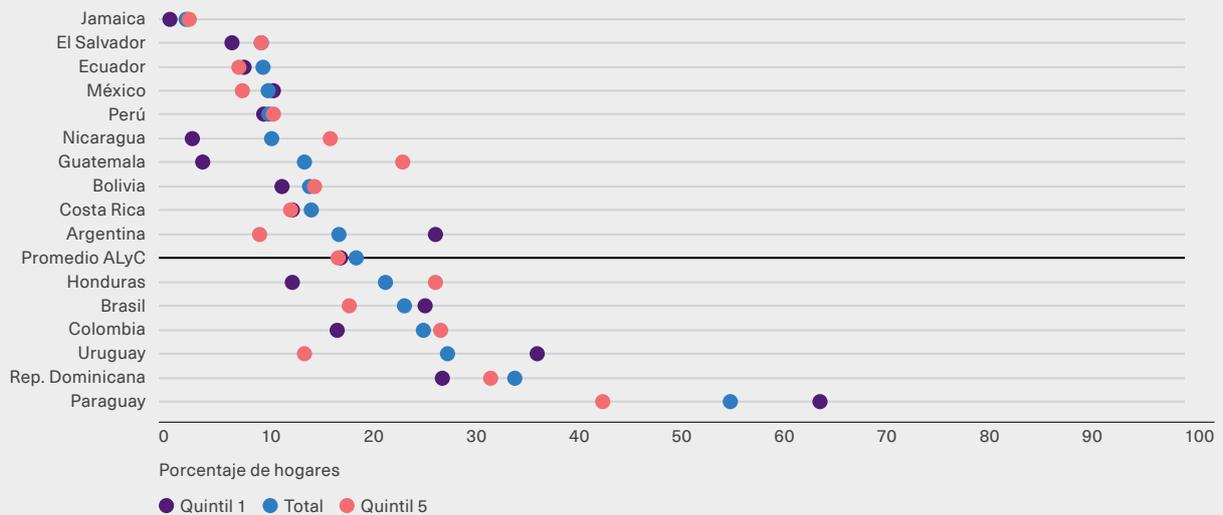
Transición energética en los vehículos de dos o tres ruedas

Los vehículos de dos y tres ruedas son los de más fácil electrificación debido al menor tamaño de sus baterías, lo que supone un menor impacto en el peso, el costo y la energía necesaria para su recarga (AIE, 2023h). Las motocicletas eléctricas no solo emiten hasta 55 veces menos que las que utilizan gasolina, sino que también reducen la contaminación sonora y del aire (MOVÉS, 2021). Su principal desventaja, independiente del combustible utilizado, está en los daños por accidentes. Mejorar este aspecto requiere políticas activas de prevención y fiscalización.

El gráfico 1 muestra el número de hogares con al menos una motocicleta. Si se compara este gráfico con el 8.2, se observa que los países con mayor posesión de motocicletas, como Paraguay, República Dominicana, Colombia y Honduras (ordenados de mayor a menor), tienen un número relativamente bajo de automóviles. A su vez, en República Dominicana, Colombia y Honduras, los hogares de ingreso más bajo poseen más motocicletas. Esto se explica porque estos vehículos son significativamente más baratos que los automóviles, pero presentan muchas menos prestaciones y comodidades que estos.

Gráfico 1

Porcentaje de hogares con al menos una motocicleta



Nota: El gráfico muestra el porcentaje promedio de hogares con al menos una motocicleta y según su posición en la distribución del ingreso per cápita de su país. El dato es el más reciente disponible en las encuestas de hogares en el periodo 2014-2021. El año exacto de cada encuesta puede consultarse en el cuadro A.8.1 del apéndice del capítulo disponible en línea.

Fuente: Elaboración propia con base en datos de Puig y Tornarolli (2023).

La utilización de motocicletas para la distribución de alimentos, fármacos y documentos, entre otras mercaderías, se ha expandido fuertemente en los últimos años y fue muy alta durante la pandemia por el coronavirus (COVID-19). Puesto que esta actividad supone un uso intensivo de las motocicletas, en términos de kilómetros recorridos, la conveniencia de su electrificación aumenta.

El precio de la gasolina en la mayoría de los países de la región está muy lejos de reflejar los enormes costos sociales que suponen las externalidades negativas en términos de polución, calentamiento global y accidentes que implica el uso de los automóviles. Para considerar estas externalidades, el precio de la gasolina debería estar al menos al nivel del promedio europeo (Parry et al., 2021). En las ciudades

de mayor congestión, como es el caso de varias de las más importantes de América Latina y el Caribe, el precio debería ser aún mayor para así tener en cuenta el mayor costo social que supone dicho fenómeno. Parry y Timilsina (2010) estimaron que el precio de la gasolina en Ciudad de México en 2005 debería haber sido 16 veces más alto para contemplar todas esas externalidades.

Infraestructura de recarga

En los países desarrollados una de las principales limitaciones a una más acelerada de los vehículos eléctricos es la falta de infraestructura de recarga (Climate Group, 2023). La mayor parte de la carga de los vehículos eléctricos se realiza en el hogar (AIE, 2019a); sin embargo, para que cuenten con las mismas prestaciones y accesibilidad que los de combustión interna, es necesario el desarrollo de una infraestructura de carga similar a las amplias redes de estaciones de abastecimiento de combustibles fósiles. Esta limitación en la infraestructura de carga es responsable de la denominada “ansiedad del alcance” (*range anxiety*, en inglés), que se refiere al miedo a quedarse sin batería antes de llegar al destino (Noel et al., 2019; Pevec et al., 2019; Shrestha et al., 2022).

América Latina y el Caribe cuenta con la ventaja de que la autonomía de los vehículos eléctricos es, en general, suficiente para el uso diario urbano, dado que las distancias por recorrer en sus ciudades no son excesivas (Gómez Gélvez y Mojica, 2016; Kenworthy y Laube, 2002). La región ha avanzado, además, en la instalación de terminales de carga y tiene proyectado seguir invirtiendo en este desarrollo dentro y fuera de las ciudades.

En 2022, la Asociación Costarricense de Movilidad Eléctrica (ASOMOVE) realizó la Ruta Eléctrica Centroamericana, consistente en una caravana que recorrió las capitales nacionales desde Guatemala hasta Panamá, pasando por El Salvador, Honduras, Nicaragua y Costa Rica. Esta caravana aprovechó los puntos de recarga existentes e instaló nuevos cargadores rápidos y semirrápidos que permitieron conectar las seis capitales (Máñez Gomis et al., 2021). Continuando esta iniciativa, la Asociación Latinoamericana de Movilidad Sostenible (ALAMOS) trabaja para

conformar cinco rutas que permitan comunicar 15 países de la región. Además de la ya mencionada, los planes incluyen la ruta andina, recorriendo Colombia, Ecuador, Perú y Panamá; la ruta norte, que conectaría la ruta centroamericana con México; la ruta Cono Sur, entre Chile, Argentina, Uruguay, Brasil y Paraguay, y, finalmente, la ruta caribeña, que por el momento incluye República Dominicana y Puerto Rico. Estas rutas serán clave para la electromovilidad y para reducir la ansiedad del alcance en la región.

La figura 8.1 muestra los cargadores instalados y proyectados por país y los electrocorredores que ya están en funcionamiento. Se puede observar que, a pesar de la escasa penetración de ventas de los vehículos eléctricos, los países están avanzando en el desarrollo de esta infraestructura, aunque se necesitarán mayores esfuerzos públicos y privados.

●●
La infraestructura de cargadores eléctricos ha venido creciendo por las inversiones públicas y privadas, aunque será necesario desplegar más esfuerzos focalizados en la calidad y fiabilidad de estos dispositivos

El avance en las políticas de promoción de los vehículos eléctricos está generando interés a nivel privado para la instalación y manejo de cargadores. La empresa Volvo, en una alianza con Evergo, anunció la instalación de 2.295 cargadores para 2025 (Evergo, 2023), mientras que Porsche anunció 550, aunque estos serán exclusivos para sus vehículos (Porsche, 2022).

Figura 8.1

Cargadores por país y electrocorredores en América Latina y el Caribe



Nota: La figura muestra el mapa de cargadores para vehículos eléctricos instalados por país en ALyC (recuadros violeta) y los electrocorredores en funcionamiento (líneas rosa). El corredor 13 no está representado en el mapa porque recorre 196 cargadores en 11 países. Para conocer la fuente de información exacta correspondiente a cada país y detalles sobre los electrocorredores, se pueden consultar los cuadros A.8.5 y A.8.6 del apéndice disponible en línea.

Fuente: Elaboración propia con base en datos de Liborio (2023), Electromaps (2023), Venditti (2023), Diario Sustentable (2023) e Instituto Mexicano del Transporte (2022).

Además del crecimiento del parque de cargadores, es importante la calidad y fiabilidad de estos dispositivos. Ambas características adquirirán aún más relevancia a medida que la penetración de los vehículos eléctricos aumente. El incremento en la utilización de estos cargadores puede generar congestión no solo en los propios aparatos de carga, sino también

en la red eléctrica. Este problema puede ser mitigado con cargadores inteligentes, estaciones de carga en puntos donde los picos de demanda no congestionen la red, paneles solares en las estaciones de carga y herramientas digitales que permitan la coordinación entre la red y el usuario (IRENA, 2019b). Por ejemplo, los cargadores anunciados por Volvo y

Evergo permiten a los usuarios programar las cargas a través de una aplicación, reservando espacios en esas estaciones. Tarifas dinámicas también ayudarían a no sobrecargar la red eléctrica en los momentos de mayor demanda (IRENA, 2019b). Las

necesidades específicas de cada ciudad dependerán de los patrones de consumo eléctrico, la disponibilidad de infraestructura de carga en los hogares y lugares de trabajo, así como las densidades demográficas.

Mejoras en la eficiencia de los vehículos de combustión interna

A pesar del avance de los vehículos eléctricos, se espera que la demanda de combustibles fósiles para el transporte continúe aumentando hasta 2050 en buena parte de los países en desarrollo, impulsada en cierta medida por el crecimiento poblacional (AIE, 2023c). Debido a ese incremento de la demanda, la reducción de emisiones requerirá implementar y desarrollar tecnologías de mejora de la eficiencia de los vehículos de combustión interna. McKinsey & Company (2009) lista una serie de avances ya maduros de los motores a combustión interna, que podrían mejorar la eficiencia en el uso del combustible y resultar costo-efectivas. Por ejemplo, la utilización de motores pequeños por sí sola permitiría mejorar la eficiencia un 12 % y los sistemas de control de presión de los neumáticos otro 1 %. La AIE (2019a) muestra que el progreso en la eficiencia energética de autos y camionetas ha venido desacelerándose, con una mejora del 0,8 % anual entre 2017 y 2019, mientras que entre 2010 y 2015 esta mejora fue del 2,6 % anual.



Se prevé que la demanda de combustibles fósiles para el transporte en países en desarrollo aumente hasta 2050. Mejorar la eficiencia de los vehículos de combustión interna será crucial en este escenario

Una gran limitación a los esfuerzos de mejora en la eficiencia de los vehículos es la creciente demanda de unidades de mayor tamaño. El 17 % de los vehículos vendidos en 2010 en todo el mundo eran vehículos utilitarios deportivos (SUV, por sus siglas en inglés), mientras que este segmento representó el 46 % de las ventas en 2021. Estos vehículos son más grandes y ofrecen menos eficiencia energética que los compactos. El incremento en la demanda de los

SUV ha sido responsable del 40 % de la desaceleración en las mejoras de eficiencia antes mencionadas (AIE, 2019a).

Otra alternativa para la disminución de las emisiones en vehículos de combustión interna es el uso de biocombustibles, como bioetanol, biodiésel y biogás. El bioetanol es el de uso más difundido y puede ser producido a partir de diversas materias primas, como el maíz, el trigo y la caña de azúcar. La mayor limitación al uso de biocombustibles es la cantidad de tierra necesaria para los cultivos (Brassiolo et al., 2023). Si esta no es realizada de forma sustentable, el cambio en el uso de la tierra o el desplazamiento de la producción agropecuaria podrían no compensar las reducciones en emisiones provenientes del uso de biocombustibles (McKinsey & Company, 2009; OCDE, 2019). Entre los países de la región, Brasil destaca como líder en su uso para el transporte y, a su vez, es el segundo mayor productor de biocombustibles del mundo (AIE, 2023c). Entre 2010 y 2022 realizó inversiones de casi USD 35.000 millones, siendo superado únicamente por Estados Unidos (AIE, 2023u). Brasil incorpora los biocombustibles en su estrategia energética de largo plazo, contando actualmente con una resolución que permite la mezcla de hasta un 12 % de biodiésel con diésel, con el objetivo de aumentarla hasta el 15 % en 2026 (Ministério de Minas e Energia, 2023). Su estrategia prevé también una inclusión de hasta el 27 % de etanol en los combustibles, incentivos financieros y normas para los vehículos (AIE, 2023c). En Brasil, el principal insumo para la producción de biocombustibles es la caña de azúcar. Los biocombustibles producidos a partir de este insumo se sitúan en los rangos inferiores de intensidad de carbono entre los combustibles y generan menos emisiones por gigajulio (GJ) que el diésel y la gasolina (OCDE, 2019). Otros países de la región que incorporan objetivos de mezcla de biocombustibles con combustibles fósiles son Argentina, Colombia, Perú y Uruguay (AIE, 2023l).

Finalmente, se destacan los vehículos híbridos, que suponen una gran mejora en la eficiencia respecto a los de combustión interna. Los híbridos tienen una variante enchufable a energía eléctrica y una no enchufable. La primera cuenta con limitaciones similares a las de los vehículos eléctricos, principalmente su elevado costo. La segunda no tiene la restricción de la infraestructura

de carga, dado que la batería eléctrica se recarga cuando el auto está en funcionamiento y el uso energético principal es el combustible fósil. Estos últimos vehículos son los más comunes dentro de los híbridos, principalmente por su menor costo, y representan mejoras de eficiencia de entre el 23 % y el 49 % respecto a los fósiles (CER, 2021; U.S. Department of Energy, 2022a).

Transporte de carga

El transporte de carga genera a nivel global cerca de la mitad de las emisiones del transporte terrestre a pesar de representar solo el 8 % de los vehículos (AIE, 2023r). Los avances para la descarbonización en este subsector son bastante más modestos que en los autos eléctricos, y la AIE considera que no está encaminado hacia el objetivo de cero emisiones (AIE, 2023q). A diferencia de los autos eléctricos, para los que la AIE estima viable lograr dicho objetivo si su participación en las ventas crece el 14 % en 2022 y el 67 % para 2030, se prevé que los combustibles fósiles para el transporte de mercancías en 2030 sigan representando más del 80 % de su consumo energético.

Más del 85 % de la carga transportada en América Latina y el Caribe viaja por carretera y existen algunos signos de importantes ineficiencias en el

subsector. En promedio, un camión en la región recorre cerca de 62.000 km al año, un 40 % menos que en Estados Unidos y la Unión Europea; a su vez, un 40 % de los viajes se realizan con los camiones vacíos, lo que contrasta con un 25 % en Norteamérica (Barbero et al., 2020; Calatayud y Montes, 2021). La red vial en la región presenta baja cobertura, calidad, capacidad y conectividad. Aproximadamente el 20 % de las carreteras principales están en mal estado, y gran parte de los países no tienen toda su red de carreteras de primer orden pavimentada. Esto podría duplicar el consumo de combustible y las emisiones en comparación con las carreteras en buenas condiciones (Cantillo, 2023). Este diagnóstico sugiere que mejorar la productividad del sector y la red vial permitiría transportar la misma carga con menos viajes, y así disminuir las emisiones.

¿Cómo descarbonizar el transporte de carga?

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

Para evaluar la electrificación del transporte de carga, se debe separar entre carga pesada y liviana. El transporte de carga pesada representa el mayor desafío. Los camiones eléctricos están comenzando a utilizarse, pero, en términos de costos, los vehículos pesados muestran precios muy elevados y su oferta está muy restringida (Cantillo, 2023). A su vez, el peso

adicional que implican las baterías para camiones eléctricos pesados y medianos genera desafíos en cuanto al impacto en las rutas y a la gran cantidad de energía necesaria para la carga rápida de dichas baterías (Gross, 2020). Los cargadores rápidos pueden ejercer presiones sobre la red eléctrica, especialmente si se ubican en zonas aisladas con carencias de infraestructura y redes no diseñadas para esos niveles de demanda (Gross, 2020).

Los vehículos de carga livianos, principalmente utilizados para el denominado transporte de última milla, tienen un gran potencial de electrificación.

Esos camiones están liderando la descarbonización del transporte de carga, dado que, en general, viajan a distancias más cortas y con mayor frecuencia y, al ser más pequeños, carecen de las limitaciones de los vehículos pesados ya mencionadas (Gross, 2020). Como se verá más adelante, este transporte de última milla tiene especial relevancia en las ciudades.



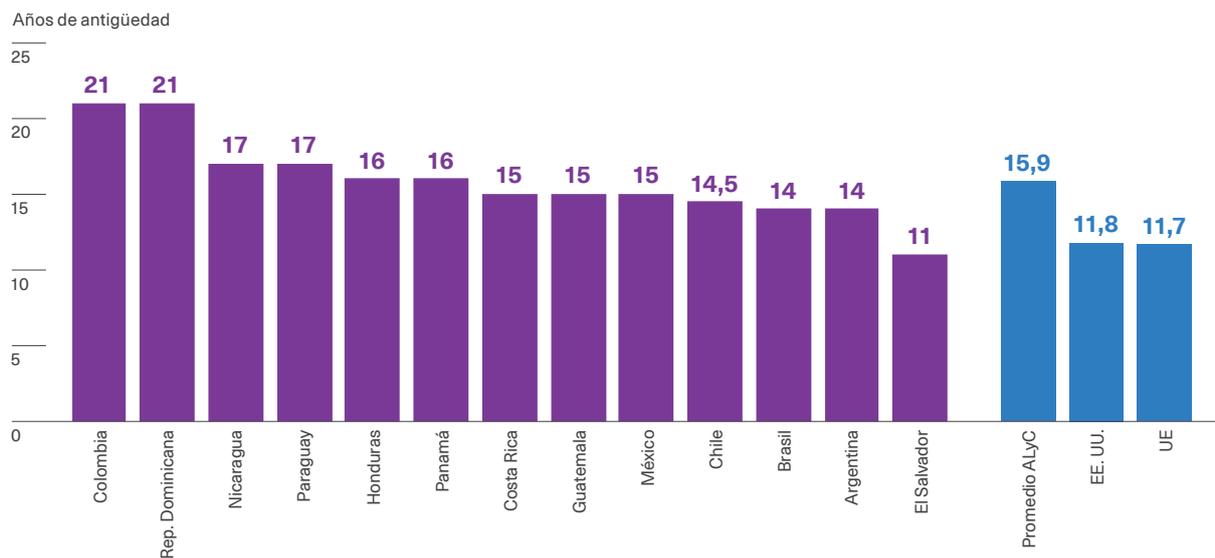
Opciones clave para reducir las emisiones del transporte de carga incluyen la electrificación de vehículos ligeros, el uso de combustibles alternativos y potenciar el ferrocarril, cuando la escala justifique la inversión

Una característica de la flota de transporte de cargas en América Latina y el Caribe, que es responsable de las mayores emisiones, es su elevada edad en comparación con la de los países desarrollados (Barbero

y Guerrero, 2017; Calatayud y Montes, 2021; Cantillo, 2023). El gráfico 8.5 compara la edad promedio de los camiones y muestra que la antigüedad de los camiones en un grupo de países de América Latina y el Caribe es cinco años superior a la de Estados Unidos y la Unión Europea (Cantillo, 2023). Además, la estructura de la propiedad del parque automotor se encuentra bastante atomizada, con una amplia mayoría de pequeños propietarios de camiones y pocas grandes empresas (Barbero y Guerrero, 2017; Cantillo, 2023). Si bien esto no difiere significativamente de lo que se observa en Estados Unidos (ATA, 2023), plantea un desafío para la modernización de la flota mientras que los precios de los camiones eléctricos se mantengan elevados. En general, estas pequeñas empresas tienen menos recursos, lo que extiende aún más la vida útil de los camiones, y márgenes inferiores para realizar mejoras que permitan reducir las emisiones o cambiar la flota a una eléctrica, en tanto que las empresas más grandes operan flotas más recientes e incorporan tecnología de la información a sus procesos (Barbero et al., 2020).

Gráfico 8.5

Edad media de los vehículos de carga en América Latina y el Caribe



Nota: El gráfico muestra la antigüedad media, medida en años, de la flota de transporte de carga para 13 países de ALYC, Estados Unidos y la UE entre los años 2012 y 2019.

Fuente: Cantillo (2023).

Si bien el gas natural no es un combustible libre de emisiones, tiene potencial como combustible de transición porque sus emisiones de GEI son menores que las del diésel y la gasolina y porque es un recurso abundante en América Latina y el Caribe. Los vehículos de carga a gas natural, principalmente los camiones a gas natural licuado, son buenas opciones para distancias largas y para flotas que obtienen el combustible de forma centralizada, dado que disponen de una infraestructura de suministro confiable (U.S. Department of Energy, 2022b). A pesar de la abundancia del recurso en la región y la extendida infraestructura en centros urbanos, los camiones interurbanos pueden sufrir problemas de abastecimiento por falta de infraestructura de suministro (Thiruvengadam et al., 2018). Los vehículos a gas natural permiten almacenar combustible en el propio camión, lo que extiende su rango, aunque a costa de tener más peso y menos capacidad de carga. Además de los camiones de carga mediana y pesada a gas natural existentes, los propulsados con diésel pueden ser adaptados para utilizar gas natural, bien como combustible principal o combustible adicional (U.S. Department of Energy, 2022b). Una consideración importante es que, para asegurar la reducción de emisiones de estos camiones, es necesario su correcto mantenimiento a fin de evitar las emisiones fugitivas de metano y del tubo de escape (Thiruvengadam et al., 2018). En los países productores de gas natural, como Argentina, Bolivia, México y Venezuela, se ha observado un aumento en el uso del gas natural para el transporte, y en Colombia se aprobó una ley en 2021 que promueve la masificación del uso de vehículos de carga a gas natural (Acevedo et al., 2023).

El hidrógeno verde, si bien es una solución con emisiones cero, mayor autonomía y recarga más rápida que los camiones eléctricos, aún no se utiliza, principalmente por la dificultad y el alto costo de su producción, almacenamiento y distribución (Cantillo, 2023). En el caso de los biocombustibles, aunque son una alternativa desde hace varios años, solo representan el 4 % del uso energético total de este subsector (AIE, 2022c). Esto se explica principalmente por la ya mencionada oferta limitada de estos combustibles y, en el caso del transporte de carga, se suma el inconveniente de tener que adaptar los camiones para que puedan utilizarlos (Cantillo, 2023).

Finalmente, el transporte de carga ferroviario es también una opción atractiva para disminuir las emisiones. El uso energético de los trenes supone en promedio solo un 15 % de la energía utilizada en el transporte de carga terrestre (Gross, 2020). Sin embargo, la infraestructura de trenes es costosa, por lo que la alternativa solo se vuelve económicamente viable cuando una ruta alcanza una escala de carga suficientemente elevada. Incluso en esos casos, el potencial de descarbonización es limitado en la medida que el camión interviene antes o después del transporte en tren, aportando flexibilidad y configurando un esquema multimodal (AIE, 2019d). En América Latina y el Caribe existen algunas redes ferroviarias de alta utilización en Argentina, Brasil y Colombia. Las inversiones más recientes en el modo ferroviario han estado efectivamente enfocadas en el transporte de mercancías y entre 2000 y 2016 la carga por kilómetro creció el 127 % (AIE, 2019d).

Desafíos y oportunidades en logística urbana

La elevada tasa de urbanización de América Latina y el Caribe y el mayor ingreso per cápita de las grandes ciudades respecto a las áreas rurales implica que la enorme mayoría del consumo de bienes se realiza en espacios urbanos (Alves, 2021; Daude et al., 2017). Estos bienes deben ser transportados dentro de las ciudades hacia los puntos de venta o consumo final, lo que se conoce como logística urbana. La eficiencia de dicho proceso tiene implicancias para la productividad y el bienestar en las ciudades

(Alves y López, 2021). La logística urbana supone desafíos y oportunidades especiales en el contexto de la transición energética.

En cuanto a los desafíos, la mayor participación de los camiones en las emisiones de GEI y otros contaminantes en medios urbanos en comparación con su rol en el total de la flota vehicular, que se vio para el transporte general de mercaderías, también se verifica en las ciudades. En Bogotá, los vehículos de

carga generaban en 2020 el 43 % de las emisiones con solo el 5 % de la flota y, en Ciudad de México, el 71 % de las emisiones de $MP_{2,5}$ (SPIM-Taryet, 2019). Esta mayor participación se debe a la conjunción de tres factores, que son además clave para entender las oportunidades y los desafíos de la transición energética en el sector.

El primer factor que explica esa relación de emisiones es que el transporte de mercancías supone mover más peso que el transporte de personas y eso requiere una potencia superior, lo que genera más emisiones. Si bien el peso de la mercancía transportada en áreas urbanas es menor que la transportada por carretera, el requisito de mayor potencia puede ser una barrera para la electrificación de los vehículos que transportan una mayor carga en las ciudades. En este sentido, las principales oportunidades de electrificación están en los vehículos pequeños y medianos.

Mientras que ese primer factor limita la electrificación, un segundo factor genera más optimismo. La mayor participación de los camiones en las

emisiones con relación a la flota se debe fundamentalmente a que el nivel de uso de estos vehículos es superior al de los vehículos particulares. Como se vio anteriormente, este mayor uso mejora la ecuación económica de la electrificación, por lo que, especialmente en los vehículos de logística urbana pequeños y medianos, aparecen importantes oportunidades para moverse en esa dirección.

El tercer factor que explica la mayor proporción de emisiones es específico a la región y tiene que ver con la mayor informalidad y antigüedad de la flota de logística urbana, que ya se vio para los camiones en general (SPIM-Taryet, 2019). Esto se asocia en parte a las bajas barreras de entrada que caracterizan al sector, donde actores con vehículos antiguos pueden transportar mercaderías sin contar con permisos especiales ni una gran inversión inicial. Esta situación coloca otro desafío para la electrificación, porque si bien en vehículos pequeños y medianos esta puede ser económicamente rentable, los proveedores de dichos servicios pueden no contar con acceso al crédito para cubrir los elevados costos de adquisición de los vehículos eléctricos.

Movilidad de personas en las ciudades

La movilidad de las personas en las ciudades es un aspecto central de su bienestar. Los hogares de las grandes ciudades de América Latina y el Caribe destinan en promedio 1,5 horas diarias y el 17 % de su ingreso a los viajes urbanos (Gandelman et al., 2019). Esta relevancia de la movilidad urbana para el bienestar hace que las demandas de disminución de las emisiones deban considerarse en conjunción con las de un mejor acceso a las oportunidades de movilidad. No obstante, como se verá a continuación, las políticas públicas para una movilidad más equitativa no son contrarias a las que reducen emisiones, sino que ambas resultan altamente complementarias.

Los viajes de personas entre orígenes y destinos en una ciudad pueden realizarse con menor o mayor consumo de energía y emisiones según dos factores principales: el modo de transporte y la distancia. Además de la vía directa, por la cual dicho consumo se incrementa con la distancia recorrida, indirectamente, mayores distancias hacen menos viables los modos de desplazamiento sostenibles, como la caminata, la bicicleta y el transporte público masivo.



Distribución modal, consumo de energía y emisiones

El cuadro 8.2 presenta el consumo energético por pasajero y por kilómetro y el tipo de combustible predominante para siete modalidades de transporte. Estas dos dimensiones definen la esencia de los desafíos de la movilidad urbana en la transición energética. El consumo energético promedio varía enormemente según el medio de transporte, con el automóvil superando ampliamente al resto, y la caminata, la bicicleta y el tren presentando los consumos mínimos. Transportar un pasajero durante un kilómetro en un automóvil consume al menos 2 veces más energía que un bus, 15 veces más que una bicicleta, 8 veces más que un bus de tránsito rápido (BRT, por sus siglas en inglés), al menos 4 veces más que un tren o el metro y al menos 2,5 veces más que un tranvía. En cuanto al combustible predominante, en los automóviles, los buses y el BRT es de origen fósil, mientras que el tranvía, el tren y el metro suelen

funcionar con electricidad. Las modalidades activas están propulsadas por las personas. La combinación de estas diferencias de cantidad de energía y tipo de combustible generan emisiones muy dispares. Por ejemplo, las emisiones por kilómetro por pasajero de un automóvil que funciona con gasolina son cinco veces más altas que las de un bus que funciona a gasoil y cien veces más que las de un bus eléctrico (MOVÉS, 2021).

● ●
Las emisiones urbanas por pasajero difieren enormemente según el medio de transporte. Reducirlas requiere más participación de la caminata, la bicicleta y el transporte público y menos de los automóviles

Cuadro 8.2

Eficiencia y consumo energético de distintos medios de transporte urbano

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

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

Fuente: Figueroa et al. (2014).

Las diferencias de intensidad energética y combustible utilizado implican, por tanto, que la disminución de las emisiones del transporte urbano requiere reducir el uso del automóvil individual e incrementar las modalidades activas (caminata y bicicleta) y el transporte público. Un aspecto que no está contemplado en el cuadro 8.2 y que matiza esa conclusión es la posibilidad creciente de electrificación que suponen los avances tecnológicos para las modalidades que funcionan con combustibles fósiles. Si bien dicha posibilidad ciertamente disminuye las emisiones de las modalidades fósiles, en particular del automóvil individual, tres razones refuerzan la idea de que las políticas busquen reducir la participación modal de este vehículo. En primer lugar, como se ha visto en este capítulo, la electrificación de los automóviles resulta muy costosa para los ingresos de la mayoría de los hogares de la región. En segundo lugar, como se vio en el resto de este reporte, el potencial de reducción de las emisiones de la electrificación depende de que la matriz de generación eléctrica de los países sea mayoritariamente limpia. En tercer lugar, algunas externalidades negativas del uso de los automóviles no solo no se solucionan, sino que incluso empeoran con la electrificación, como muestra el recuadro 8.3.

Otra ventaja de las modalidades activas, indicada en el cuadro 8.2, es su menor costo en cuanto a provisión de infraestructura. El automóvil individual necesita una infraestructura que, además de tener un mayor costo económico, genera emisiones asociadas a su construcción, no recogidas en el consumo de energía reportado en el cuadro (Brassiolo et al., 2023). Una ventaja adicional de las modalidades activas y del transporte público frente al automóvil individual es que ocupan menos espacio en las ciudades. El mayor uso de espacio que implican las vías para autos está asociado a una menor superficie de espacios verdes en las ciudades (Conwell et al., 2023), lo que supone un costo de bienestar, así como ambiental.

Dada la importancia de la distribución modal en las emisiones del transporte urbano de pasajeros, cabe preguntarse cómo es dicha distribución en las ciudades de la región. El cuadro 8.3 presenta información del Observatorio de Movilidad Urbana (OMU), una iniciativa del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y CAF —banco de desarrollo de América Latina y el Caribe—, con la proporción de viajes

según el modo de transporte en la última encuesta origen-destino disponible en diez ciudades de la región. En él se observa que la mayoría de las ciudades tiene una incidencia del transporte privado individual que se ubica entre un quinto y un tercio del total de viajes, valores que son frecuentes en ciudades europeas y del este asiático (Land Transport Authority, 2011). Esto implica que las modalidades sustentables tienen un amplio dominio en el transporte urbano de personas en la región, algo clave para entender las menores emisiones en comparación con otras regiones. Las dos ciudades de la región que escapan a ese dominio de las modalidades sustentables son Curitiba y Panamá, donde casi la mitad de los viajes se realizan en vehículos motorizados individuales. Retomando la comparación internacional, los valores de estas dos ciudades están todavía muy lejos de los predominantes en las ciudades de Estados Unidos, donde es común que más de tres cuartos de los viajes se realicen en automóvil (Land Transport Authority, 2011).



El número total de viajes realizados en transporte público y con modalidades activas duplica los efectuados en automóvil en las principales ciudades de la región

Dentro de las modalidades activas, los desplazamientos a pie superan ampliamente en número a los realizados en bicicleta. Bogotá destaca por ser la ciudad con mayor proporción de viajes en bicicleta, seguida de Santiago de Chile y Buenos Aires. Esta mayor incidencia de la modalidad ciclista coincide con la expansión de la infraestructura dedicada a estos vehículos en estas tres ciudades. En Buenos Aires, la red de ciclovías pasó de 30 a 300 km de extensión entre 2009 y 2023 y la proporción de viajes aumentó del 0,4 % al 7 % del total (Gobierno de la Ciudad de Buenos Aires, 2023). El uso de bicicletas tiene aún margen para crecer en la región y así contribuir a un transporte con menores emisiones. Datos de las encuestas de hogares para nueve países, procesados por Puig y Tornarolli (2023), indican que solo uno de cada cinco hogares posee al menos una bicicleta.

Recuadro 8.3

¿Desaparecen los costos sociales del uso del automóvil privado con su electrificación?

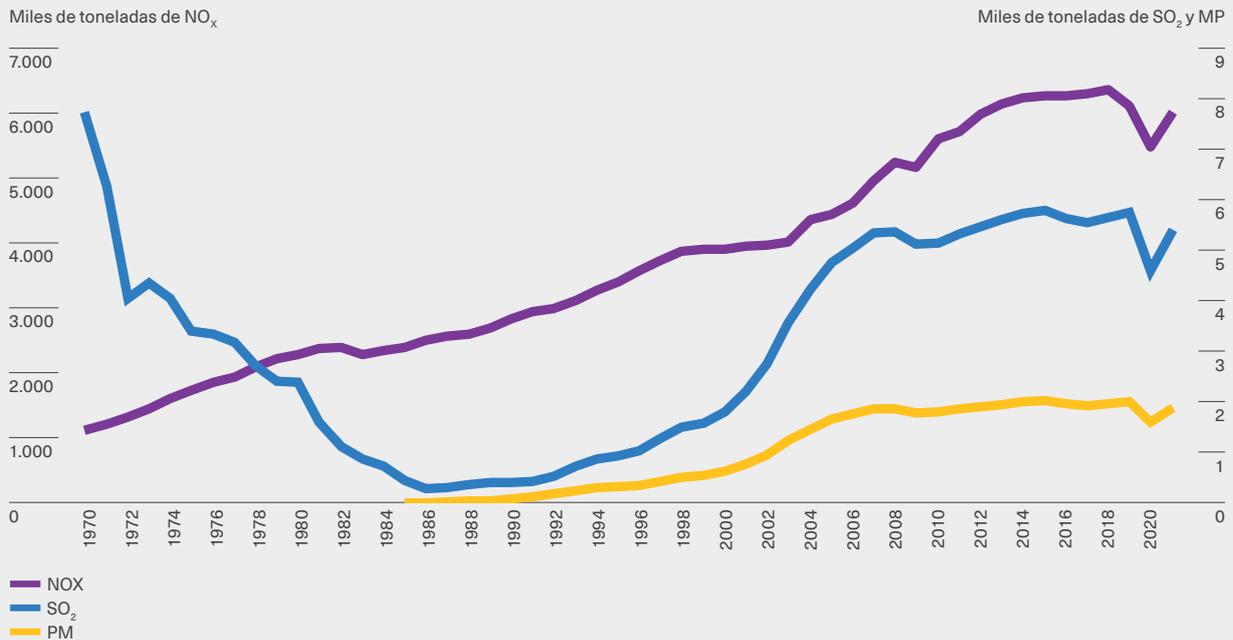
El uso del automóvil tiene una serie de costos sociales. En el caso de los vehículos a combustión, dichos costos incluyen las emisiones de GEI y otros contaminantes del aire, así como la contaminación sonora. Estos costos desaparecen con la electrificación de los vehículos.

Los contaminantes del aire, emitidos por los vehículos a combustión interna y que tienen efectos negativos en la salud, incluyen principalmente los óxidos nitrosos (NO_x), el dióxido de azufre (SO_2) y el material particulado (MP). Tanto el NO_x como el SO_2 , además, reaccionan con otros compuestos en la atmósfera, formando MP. Estos materiales particulados son los que han mostrado mayores impactos negativos en la salud y la mortalidad (Di et al., 2017; Green y Sánchez, 2013; Krewski et al., 2009; Lepeule et al., 2012). El gráfico muestra cómo en los últimos 35 años estos contaminantes han crecido significativamente en la región, acompañando el aumento del número de vehículos.

Otros costos sociales de los automóviles individuales no solo se mantienen, sino que incluso empeoran con la electrificación de los vehículos. Por un lado, el incremento de los tiempos de traslado, a medida que aumenta el número de vehículos en circulación, es el mismo independientemente del funcionamiento del motor. Por otro lado, el mayor peso de los vehículos eléctricos, asociado a sus grandes baterías, hace que aumenten los accidentes y la emisión de material particulado por el desgaste de los neumáticos. Asimismo, los costos de congestión y los asociados al mayor peso de los vehículos eléctricos pueden aumentar si los menores gastos que implica su funcionamiento propician un uso mayor.

Gráfico 1

Emisiones de sustancias contaminantes del sector del transporte de América Latina y el Caribe



Nota: El gráfico muestra la evolución de las emisiones del transporte en ALyC, medidas en miles de toneladas, de óxidos de nitrógeno (NO_x , eje izquierdo), dióxido de azufre (SO_2) y materia particulada (MP), estas últimas representadas en el eje derecho. El periodo considerado es 1970-2021. La agregación se obtuvo a partir de datos individuales de 27 países de la región.

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

Cuadro 8.3

Reparto modal en 10 grandes ciudades

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

Nota: El cuadro muestra la distribución porcentual de viajes diarios según el modo principal de transporte en 9 ciudades de 7 países de ALyC, para el periodo 2011-2019 (varía según la ciudad específica). Los datos fueron obtenidos a partir del procesamiento de encuestas de movilidad. La categoría "taxi" no es reportada para Río de Janeiro.

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

Los buses tienen un rol predominante en el transporte público en la región. Esto es especialmente relevante en las ciudades más pequeñas, como Curitiba, Montevideo y Salvador de Bahía, que son las que no tienen metro, y en Bogotá, que aún no cuenta con tren urbano, pero tiene planes para construir su primera línea. Incluso en las ciudades con metro, el número de viajes en esta modalidad es sustancialmente menor que los realizados en bus. El recuadro 8.4 muestra que los buses tienen un potencial importante de electrificación y que varias ciudades de la región han realizado avances en ese sentido.

Entre las modalidades de transporte privado motorizado, el automóvil predomina ampliamente sobre la moto y el taxi. La moto tiene una relevancia importante en Bogotá, con alrededor del 6 % de los viajes, y el taxi supera el 5 % en Ciudad de México y Panamá. El taxi es una modalidad con potencial mayor de electrificación debido a que su uso intensivo amortiza más rápidamente el capital. La Intendencia de Montevideo ha avanzado en la reconversión de taxis con motor a combustión a eléctricos, alcanzando las 200 unidades en 2024, lo que representa alrededor del 7 % de la flota (Intendencia Montevideo, 2023).



Los buses tienen un rol predominante en la movilidad urbana en la región. Su electrificación resulta económicamente viable, pero requiere financiamiento y subsidios debido a su alto costo

Los datos de gasto en transporte público y privado por quintil de ingresos presentados para doce países por Gandelman et al. (2019) sugieren una distribución modal muy dispar entre hogares de mayores y menores ingresos. Mientras que en el quintil más pobre el gasto en transporte público supera al privado en más de 3 veces, en el quintil más rico el gasto en transporte privado supera al gasto en transporte público en más de 7 veces. Estos patrones de gasto implican que las mejoras en la calidad y disponibilidad del transporte público benefician en mayor medida a los hogares con menos ingresos, demostrando el carácter inclusivo de las estrategias de promoción de la movilidad sostenible.

Recuadro 8.4

Electrificación de los buses urbanos

Los buses urbanos de transporte de pasajeros poseen tres características que los hacen particularmente atractivos para la electrificación (Correa et al., 2019; Feng y Figliozzi, 2013; Hellgren, 2007). Primero, mientras los automóviles suelen estar estacionados la mayoría del tiempo, los buses tienen una utilización mucho mayor, lo que aumenta el ahorro de combustible que trae la electrificación, y mejoran la ecuación económica detrás de su adopción. Segundo, a diferencia de los autobuses interurbanos, los buses urbanos recorren distancias relativamente acotadas, que pueden realizarse con una sola carga de batería. Una tercera es que su mecánica es más sencilla que la de los buses con combustible de diésel, lo que disminuye sus costos de mantenimiento.

Estas ventajas han llevado a una rápida adopción de los buses eléctricos en reemplazo de los alimentados por combustibles fósiles en los últimos años. Según datos de la plataforma digital ebusradar.org, a fines de 2023 ya existían más de 5.000 buses eléctricos en la región, lo que supone un crecimiento del stock de más de siete veces respecto a 2017. Alrededor de cuatro quintos de estos buses funcionan con batería y el resto son trolebuses, es decir, buses que se alimentan mediante cables de electricidad que están dispuestos a lo largo de su recorrido. Ese crecimiento ha estado concentrado en muy pocas ciudades. El 40 % de la flota de buses de Santiago de Chile es de vehículos eléctricos, mientras que en Bogotá alcanza el 30 % y en Ciudad de México, el 10 %. Santiago y Bogotá tienen las flotas de buses eléctricos más grande del mundo fuera de China (Ramos, 2023).

Más allá de sus ventajas, la electrificación de buses enfrenta algunos desafíos. Por un lado, si bien su mayor intensidad de uso los hace rentables debido al ahorro de gastos en combustible, su costo de adquisición es mayor que el de los buses convencionales, lo que supone un desafío de financiamiento. Una solución innovadora para afrontar este reto financiero en la región ha sido separar la propiedad de los buses eléctricos de su operación (Becerra y Galarza, 2022). Aunque esta alternativa soluciona el problema del financiamiento, cubrir dicho costo requiere de subsidios para que no impacte negativamente en la tarifa (Ramos, 2023). Por otro lado, la carga de las baterías eléctricas plantea dos obstáculos adicionales. Uno es que se necesita espacio e infraestructura nueva para cargar los buses. El otro es que los vehículos deben permanecer estacionados mientras se cargan sus baterías, lo que supone una menor utilización y un mayor número de unidades necesarias para cubrir una determinada ruta con la misma frecuencia. Por último, los beneficios ambientales de la electrificación de los buses dependen de cuán limpia sea la matriz eléctrica, por lo que la temporalidad de su adopción debe adaptarse a las trayectorias de generación eléctrica de cada país (Ramos, 2023).

Si bien los datos de distribución modal muestran un predominio de las formas sustentables en la región, en términos prospectivos existe un fuerte desafío para contener el avance del automóvil con sus emisiones y otras externalidades negativas asociadas.

Este avance está ligado al incremento de los ingresos de los hogares. Un 10 % de aumento en la renta genera un crecimiento en la posesión de automóviles del 4 % en un año y del 10 % a los cinco años (Goodwin et al., 2004).

Forma urbana y transporte en la ciudad

La forma de una ciudad impacta en el consumo de energía y las emisiones del transporte por dos mecanismos: las distancias recorridas y los modos de transporte elegidos (Stocker et al., 2013). La clave detrás de ambos mecanismos radica en que la forma urbana determina la distancia entre los orígenes de los desplazamientos, típicamente las residencias, y los destinos, como el trabajo, los centros educativos y el comercio minorista. El primer mecanismo se refiere a que una mayor distancia entre orígenes y destinos principales supondrá trayectos más largos, lo que generará más consumo de energía y emisiones (Glaeser y Kahn, 2010). El segundo mecanismo se refiere a que esas mayores distancias vuelven menos viable el uso de modalidades de transporte sostenibles (Ahlfeldt y Pietrostefani, 2019). En distancias cortas es posible caminar y en distancias medias, utilizar la bicicleta, pero estas modalidades pierden atractivo cuando los recorridos son largos. Asimismo, si los orígenes y destinos de los viajes están muy dispersos, puede inviabilizar el funcionamiento del transporte público masivo.



Las ciudades densas y menos extendidas reducen las emisiones al favorecer el transporte público y promover los desplazamientos a pie y en bicicleta para distancias más cortas

La relevancia de la forma urbana para el uso de energía en el transporte urbano puede ilustrarse comparando el promedio de consumo energético y la forma urbana en las ciudades de Estados Unidos, Europa y Japón. Si bien se trata de países con ingreso per cápita relativamente similar, el consumo de energía en el transporte urbano y las formas de sus ciudades son muy diferentes. El uso de energía per cápita en el transporte urbano de ciudades estadounidenses es tres veces superior al de Europa y Japón (Figueroa et al., 2014) y la densidad mediana de las ciudades europeas es 15 % mayor a las de Estados Unidos.

La densidad y la accesibilidad son dos métricas clave para caracterizar la forma urbana. Mayores valores de estas métricas suponen menores distancias entre orígenes y destinos y, por tanto, menos consumo de energía y emisiones debido a los dos mecanismos antes señalados. La densidad se refiere a la relación entre el número de habitantes de una ciudad y su extensión geográfica. El Reporte Economía y Desarrollo (RED) de 2017 de CAF realizó un primer estudio de la extensión y densidad de las ciudades de América Latina y el Caribe en comparación con otras regiones (Daude et al., 2017), desarrollado luego por otros autores (Ch et al., 2021). Allí se mostró que las ciudades de la región tienen niveles de densidad promedio levemente superiores a los de las ciudades europeas y similares a las de Oriente Medio y Norte de África. Esos niveles están, a su vez, muy por encima de los de las ciudades de Canadá y Estados Unidos y por debajo de los niveles máximos de densidad que se observan en el sur y este de Asia. Un análisis de correlación para 27 ciudades latinoamericanas muestra que, comparando ciudades de igual tamaño, un incremento del 10 % en la densidad supone un tiempo de traslado un 1,7 % inferior en transporte público y el 1,2 % en transporte privado⁵.

Históricamente, se ha observado una relación negativa entre ingreso per cápita del país y la densidad de sus ciudades. A medida que aumenta el ingreso, las ciudades suelen crecer más en extensión que en población (Moreno-Monroy et al., 2021). Esto se explica por el aumento del número de hogares en relación con la población y porque los hogares demandan viviendas más grandes, a la vez que pueden pagar mayores costos de desplazamiento. Esa relación entre el ingreso per cápita y la densidad supone un desafío para la región de cara al futuro debido a que el incremento en los niveles de ingreso per cápita en las próximas décadas presionaría a una mayor expansión territorial de las ciudades y del uso del automóvil. De este modo, si bien en otras regiones del mundo en desarrollo la mayor presión al alza sobre las emisiones del transporte urbano se debe a la urbanización, en América Latina y el Caribe, región ya bastante urbanizada para sus niveles de ingreso per cápita, podría darse por una mayor expansión del área urbana.

⁵ Datos obtenidos mediante una regresión que utiliza el tiempo de traslado promedio al centro de la ciudad en auto y bus, según el OMU, y la densidad calculada con la base FUAS (Moreno-Monroy et al., 2021). La regresión controla por la población del área metropolitana, también tomada de la base FUAS.



La accesibilidad se refiere al número y calidad de los destinos que se pueden alcanzar en una ciudad en un tiempo determinado, considerando la equidad en dicho acceso entre las personas que la habitan (Daude et al., 2017; Hernández y Hansz, 2021; Vanoli y Anapolsky,

2023). Conwell et al. (2023) muestran fuertes diferencias de accesibilidad al centro de las ciudades en automóvil con relación al transporte público entre Europa y Estados Unidos, lo que está asociado a los patrones opuestos de reparto modal antes mencionados.

El rol de los precios de transporte público

Los precios de los distintos modos de transporte son determinantes en la elección que hacen los individuos e influyen en la distribución modal en las ciudades. Un resumen de la evidencia (predominantemente para países desarrollados) indica que un 10 % de incremento en el precio de la gasolina genera una disminución en el tráfico vehicular y en el número de vehículos de alrededor del 1 % en el plazo de un año y del 2,5 % del tráfico y el 3 % del número de vehículos en un plazo de 5 años (Goodwin et al., 2004). De las respuestas al precio del transporte público se infiere que, si este aumenta un 10 %, la demanda disminuye entre el 2 % y el 4 % (Davis, 2021; Holmgren, 2007). La evidencia no es concluyente en cuanto a la relación entre el uso del transporte público y cambios en los ingresos de los hogares. En cambio, sí es indiscutible que aumentos en el precio de la gasolina incrementan el uso del transporte público, aunque la magnitud de esta relación es muy heterogénea en los estudios disponibles. Esta causalidad positiva entre los precios de la gasolina y el uso del transporte público es consistente con que las personas estén sustituyendo el automóvil privado por el transporte público.



En varios países de la región existe espacio para promover la transición energética en el transporte mediante mayores impuestos a la gasolina y subsidios al transporte público

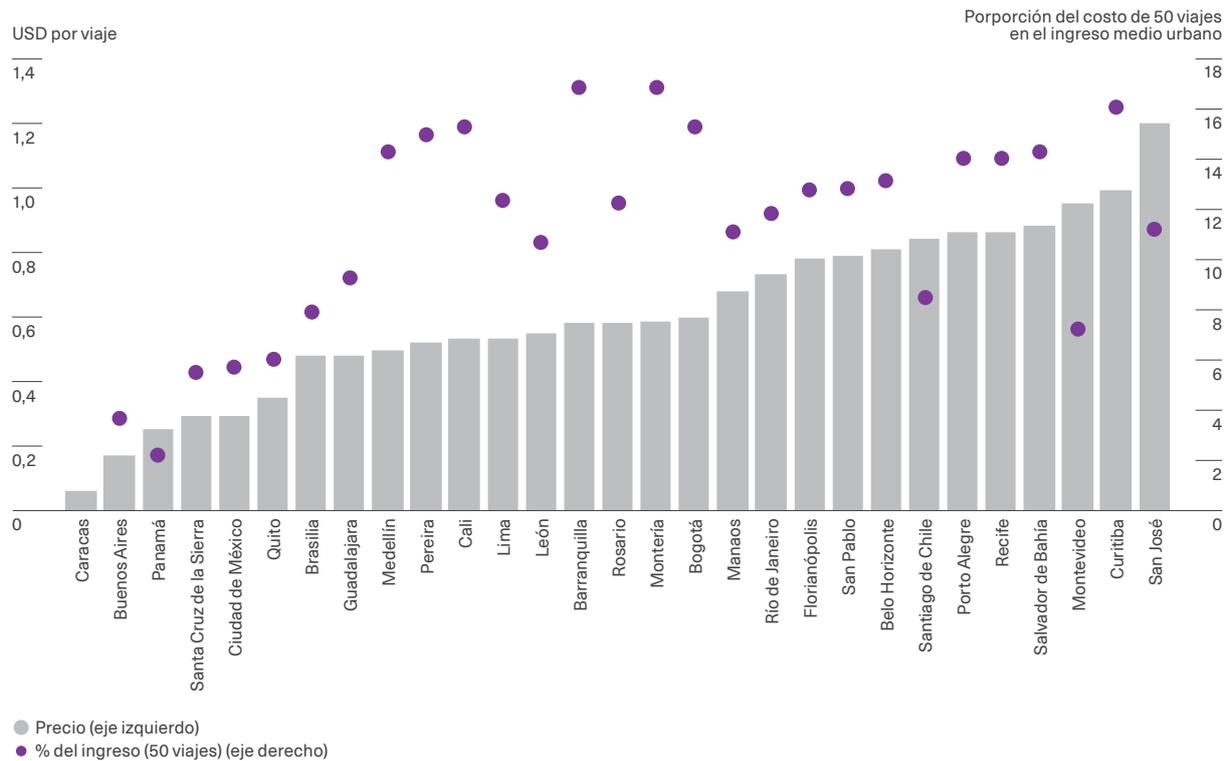
El gráfico 8.6 presenta los precios de viajes en autobús recopilados por el OMU para 29 grandes ciudades de la región. Los precios se expresan en dólares estadounidense corrientes y como proporción del ingreso per cápita promedio de los hogares del país al que pertenece la ciudad. Esto último permite contar con una medida de asequibilidad de dicho

modo de transporte y sugiere dos grandes grupos de ciudades. Por un lado, están aquellas con transporte público relativamente más asequible, en las que el costo de 50 viajes supone menos del 10 % del ingreso per cápita del hogar. En un segundo grupo de ciudades, más numeroso, el costo de dichos viajes supera el 10 % del ingreso del hogar, con valores que se ubican predominantemente entre el 13 % y el 15 %. En este segundo grupo se encuentran todas las ciudades colombianas y brasileñas, excepto la capital. Lo elevado del gasto en este segundo grupo hace que América Latina y el Caribe sea la región con mayor proporción del gasto de hogares urbanos destinado al transporte (Gandelman et al., 2019), lo que compromete el bienestar de las personas con menos ingresos y supone una traba para incrementar el rol del transporte urbano sostenible.

El análisis conjunto de los datos de asequibilidad del gráfico 8.6 con la información sobre subsidios recopilada por el OMU para los años 2021 y 2022 muestra que los sistemas de buses del primer grupo de ciudades reciben subsidios importantes y que estos son mucho menores en las ciudades del segundo grupo. Las ciudades del primer grupo, con un mayor rol de los subsidios, son Buenos Aires, donde el monto para estas ayudas superó en más de dos veces la recaudación, y Ciudad de México, donde representaron un 120 % de los ingresos por venta de pasajes. En ese primer grupo de ciudades con transporte público más asequible, los sistemas de transporte público de Panamá y Santiago de Chile tuvieron una unidad de subsidio por cada unidad de recaudación. En el segundo grupo, la asociación entre bajos subsidios y menos asequibilidad puede ilustrarse con Río de Janeiro, donde el subsidio es nulo, Porto Alegre, donde representa solo el 14 % de la recaudación, y Medellín y Barranquilla, donde suponen menos del 5 % del recaudo.

Gráfico 8.6

Precios de un viaje en bus del transporte público y costo de 50 viajes respecto al ingreso per cápita mensual de los hogares en 2022



Nota: El gráfico muestra el precio promedio (en dólares) de un viaje en bus y el peso de un paquete de 50 viajes sobre el ingreso per cápita familiar promedio en hogares urbanos (en porcentaje) para 29 ciudades en 12 países de ALyC, en el año 2022. Los ingresos corresponden al promedio del país y no de la ciudad. La categoría bus se obtuvo promediando datos referidos a autobús urbano, BRT, microbús y combis.

Fuente: Elaboración propia con base en OMU (2023) y CEDLAS y Banco Mundial (2022).

Por supuesto, las diferencias de asequibilidad entre ciudades no se explican solamente por los subsidios. También existen diferencias de eficiencia —asociadas a una variedad de parámetros técnicos de los sistemas de transporte, como la capacidad de los vehículos, los costos de los combustibles y los niveles de remuneración—, de forma urbana —su densidad y extensión— y de ingreso per cápita de los países.

La consideración conjunta de los precios de la gasolina y el transporte público indica que en la mayoría de las ciudades y países existe un importante margen para modificar los precios a fin de incentivar el uso del transporte público por encima del privado y alcanzar mejores resultados sociales y ambientales. El apartado siguiente, dedicado a las lecciones de las políticas en el sector del transporte en la transición energética, profundiza en herramientas más concretas para avanzar en esa corrección de los precios.

Políticas de transporte sostenible en la transición energética

El cuadro 8.4 resume los principales objetivos y herramientas de política con relación a los dos principales desafíos que plantea el capítulo: 1) disminuir

las emisiones de la movilidad urbana de personas y mejorar la equidad en dicho ámbito, y 2) reducir las crecientes emisiones del transporte de carga.

Cuadro 8.4

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

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

En materia de movilidad urbana las políticas deben promover la movilidad sostenible. Esta agenda no solo es la clave para disminuir las emisiones de GEI, sino también para mejorar los niveles y la equidad del bienestar en las ciudades de América Latina y el Caribe. A dicha agenda se agregan algunos elementos de promoción de la electrificación de vehículos, pero enfocándola en las flotas de buses y taxis y evitando subsidios a la adquisición de automóviles particulares.

El primer objetivo para la transición energética en la movilidad urbana consiste en fortalecer los sistemas de transporte público. Las características de dichos sistemas deben adaptarse al tamaño de las ciudades. En las más grandes, es clave el rol del transporte masivo, lo que supone invertir en infraestructura para trenes, ya sean subterráneos o por encima de la superficie. Como muestra el cuadro 8.1, dicha infraestructura es costosa, por lo que su desarrollo resulta menos atractivo en ciudades medianas. En estos casos, los

BRT ofrecen una alternativa de transporte masivo con menos inversiones asociadas y son la modalidad en la que la región ha sido pionera en el mundo, con más de 60 ciudades dotadas con este sistema (BRT Data, 2023). Como se vio en el cuadro 8.2, los buses tienen una participación modal muy importante en la región y el recuadro 8.4 mostró que tienen un gran potencial de electrificación, aunque sujeto a algunos desafíos importantes. Esto incluye a los vehículos que operan en la modalidad BRT.



La clave de la transición energética en la movilidad urbana no es la electrificación de los automóviles, sino un mayor rol de la caminata, la bicicleta y el transporte público

Además de las inversiones en infraestructura de vías y vehículos, los sistemas de transporte público fuertes requieren de una adecuada regulación, estándares mínimos de calidad, la integración entre sus modalidades y subsidios para su funcionamiento. Estos subsidios suelen ser sustantivos y están justificados por tres razones principales (Adler y van Ommeren, 2016; Anderson, 2014; Basso y Silva, 2014; Parry y Small, 2009). Primero, sin subsidios se tendría un sistema demasiado pequeño, porque sus costos por pasajero disminuyen con la cantidad de personas transportadas y el valor para el pasajero aumenta con el tamaño de la red. Segundo, los subsidios permiten disminuir el precio del transporte y esto desincentiva el uso del automóvil individual. Tercero, el transporte público es utilizado en mayor medida por hogares de menores ingresos, por lo cual los subsidios contribuyen a una mayor equidad, en especial cuando están focalizados en los hogares que más lo necesitan, aprovechando las tecnologías de pago con tarjetas y teléfonos inteligentes (Gandelman et al., 2019; Serebrisky et al., 2009). Como se comentó en el recuadro 8.4, la electrificación de los buses urbanos es un área en la que los subsidios son necesarios para que los sistemas de transporte urbanos no tengan que encarecer sus tarifas para financiarla.

El segundo objetivo de las políticas de movilidad urbana es promover las modalidades de transporte activo. La clave para esto está en la provisión de infraestructura que proteja a peatones y ciclistas frente a los automóviles. Las redes de vías seguras para bicicletas y otras formas de micromovilidad deben tener tres atributos para ser exitosas: ser extensas y cubrir toda la ciudad, conectar entre sí las distintas zonas de la ciudad y tener una separación física de las que utilizan automóviles y peatones para proteger a los usuarios de aceras y ciclovías (Reich, 2022). Además de la infraestructura segura, la seguridad frente al crimen y al acoso, en el caso de las mujeres, adquieren un rol clave en la promoción de las movilidades activas en la región (Allen et al., 2019).

El tercer objetivo consiste en desincentivar el uso del automóvil individual. Existe una gran variedad de herramientas para promover dicho objetivo. Pueden consistir en impuestos o, directamente, prohibiciones, aplicar esas medidas a determinadas áreas y a ciertos automóviles y enfocarse en su posesión, circulación o estacionamiento. Varias ciudades han contado o cuentan con prohibiciones de circulación ciertos días de la semana según la matrícula del vehículo, incluyendo Santiago de Chile (introducido en 1986), Ciudad de México (1989), San Pablo (1996), Bogotá (1998), Medellín (2005), San José de Costa Rica (2005) y Quito (2010) (Barahona et al., 2020). Estas restricciones no fueron efectivas porque causaron que los hogares compraran más autos (Gallego et al., 2013). En cambio, una variante que ha mostrado mayor efectividad es restringir la circulación solo a los vehículos más contaminantes, por ejemplo, los de mayor antigüedad (Barahona et al., 2020). Otra variante que también ha resultado efectiva consiste en limitar el uso del automóvil en ciertas zonas y horarios. Por ejemplo, Bogotá introdujo en 2020 el “pico y placa solidario”, que permite evitar la restricción a circular en horas pico en áreas centrales a cambio de la compra de un permiso o si el vehículo transporta al menos tres personas⁶. Montero et al. (2022) muestran que esto resultó en una importante mejora del bienestar en la ciudad.

6 Las políticas de restricciones al uso en ciertas vías dependiendo del número de ocupantes han demostrado ser efectivas para disminuir la congestión en el caso de Yakarta (Hanna et al., 2017).

Los impuestos a la gasolina, a la tenencia de autos y al estacionamiento también contribuyen a contener la congestión y disminuir las emisiones. Como se vio anteriormente, en la mayoría de los países de la región existe un amplio margen para aumentar los precios de la gasolina de forma que reflejen los costos sociales del uso del automóvil. En cuanto a los impuestos a la tenencia de vehículos, idealmente estos deben ser mayores para aquellos que generan mayores emisiones. El precio del estacionamiento debe como mínimo reflejar que el espacio urbano dedicado a aparcamiento tiene usos sociales alternativos muy valiosos. La evidencia indica que los precios del estacionamiento con parquímetro en las ciudades de la región son demasiado bajos, muchas veces menores que un viaje en transporte público, por lo que existe margen para un mayor aprovechamiento de esta herramienta (Rivas et al., 2019).

El cuarto objetivo es la electrificación del transporte en las ciudades. Aquí pueden distinguirse dos tipos de políticas. Por un lado, están aquellas que disminuyen los costos de adquisición de los vehículos eléctricos para uso privado mediante menos impuestos o introduciendo subsidios, lo que es desaconsejable debido a su costo fiscal y sesgo regresivo. Por otro lado, se pueden disminuir los costos de uso favoreciendo la expansión de la infraestructura de carga, en especial coordinando para que exista cobertura en todo el territorio. Las experiencias en Estados Unidos y Noruega respecto a los subsidios a la infraestructura de carga indican que estos tienen un impacto en la adopción de vehículos eléctricos de aproximadamente el doble que los subsidios del mismo monto dirigidos a la adquisición. Este fenómeno es especialmente relevante en las primeras etapas de la electrificación de vehículos, cuando la infraestructura de carga es limitada, y su impacto disminuye posteriormente (Li et al., 2017; Springel, 2021).

En línea con lo expuesto anteriormente, el desafío de reducir las emisiones en el transporte de carga requiere un abordaje diferente para el transporte liviano y pesado. Puesto que la electrificación no es viable aún en el transporte pesado, las políticas deben enfocarse en promover una mayor eficiencia energética de todo el proceso logístico mediante la introducción de impuestos y la remoción de subsidios a los combustibles fósiles, impuestos a la propiedad de vehículos que penalicen su antigüedad y el desarrollo de infraestructura ferroviaria complementaria al camión cuando la relación costo-beneficio lo justifique.



Las prioridades de la electrificación están en los buses urbanos y el transporte de carga liviano o de última milla

En el transporte de carga liviana existen oportunidades de electrificación que deben promoverse con impuestos a los combustibles fósiles y el desarrollo de infraestructura de recarga. Además, pueden explorarse programas especiales de crédito para la electrificación de la flota, especialmente en las ciudades donde los costos de contaminación del aire son mayores y existen muchas empresas de logística urbana pequeñas.



Impactos macroeconómicos de la transición energética

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

- La energía y sus relaciones insumo-producto

- Los impactos fiscales y externos de la transición energética

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



Mensajes clave

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

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

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

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

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

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

Impactos macroeconómicos de la transición energética¹

Introducción

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

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

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

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

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

Participación de los sectores energéticos en la producción

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

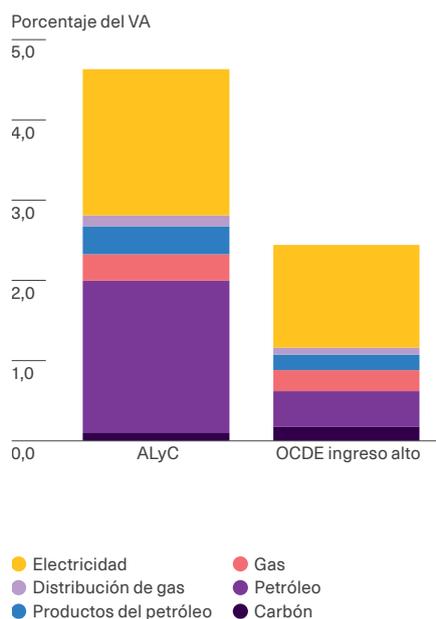
indicio de que abandonar los combustibles fósiles será una tarea más complicada en América Latina y el Caribe debido a la abundancia de recursos y su contribución en la economía.

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

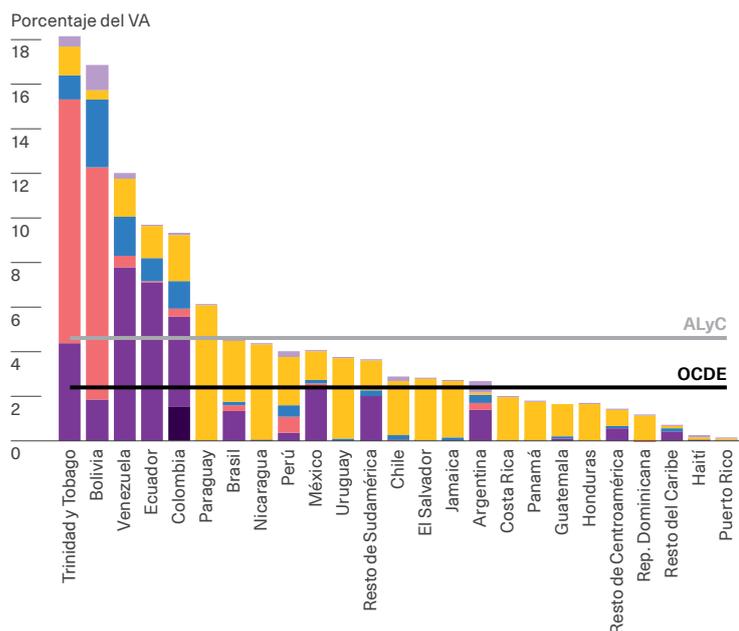
Gráfico 9.1

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

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



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



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

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

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

Activos varados

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

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

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

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



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

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

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

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

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

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



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

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

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

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

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

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



Cuadro 9.1

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

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

Fuente: Datos de McGlade y Ekins (2015).

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

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

Relaciones insumo-producto de los sectores energéticos

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

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

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

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

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

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

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

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

Cuadro 9.2

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

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

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

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

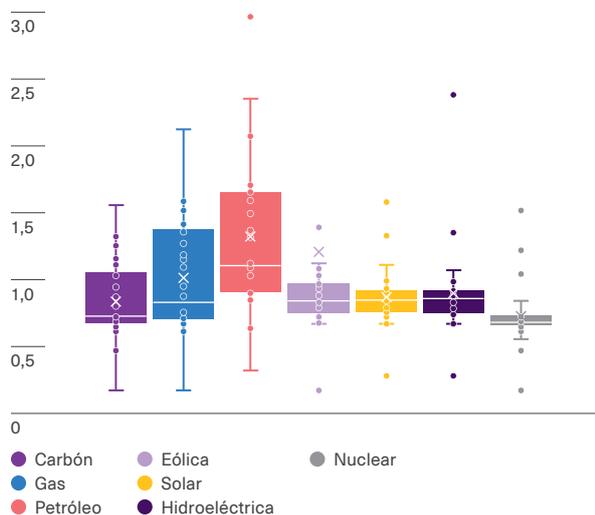
Los sectores extractivos y la energía en su conjunto muestran multiplicadores de tipo I y II menos dispersos que en los sectores eléctricos y, en ambos casos, muy similares a los del promedio de la

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

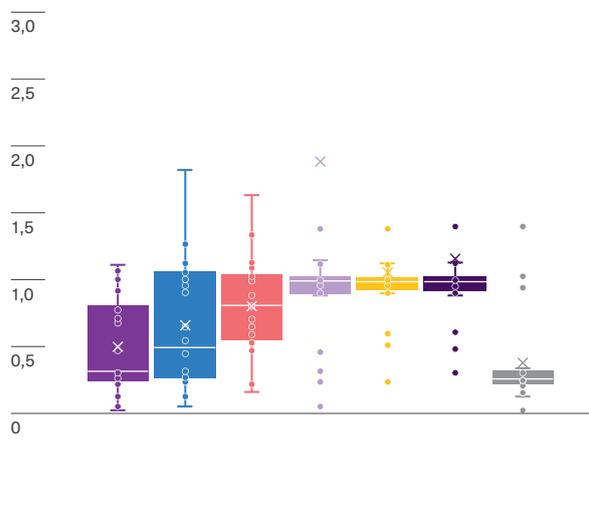
Gráfico 9.2

Multiplicadores de arrastre de los sectores energéticos por tipo y sector

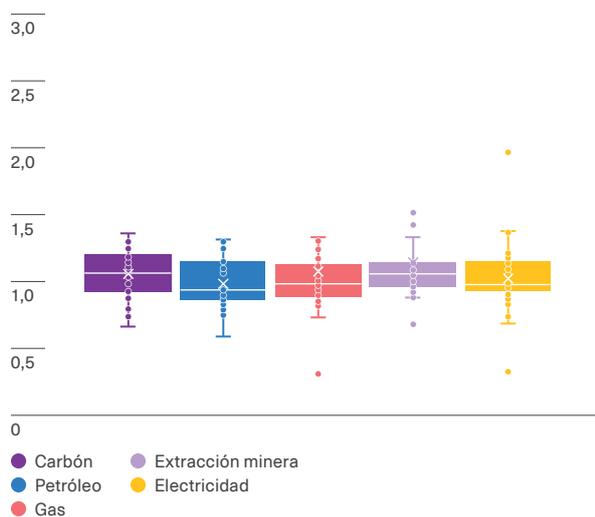
Panel A.
De tipo I para sectores de generación eléctrica



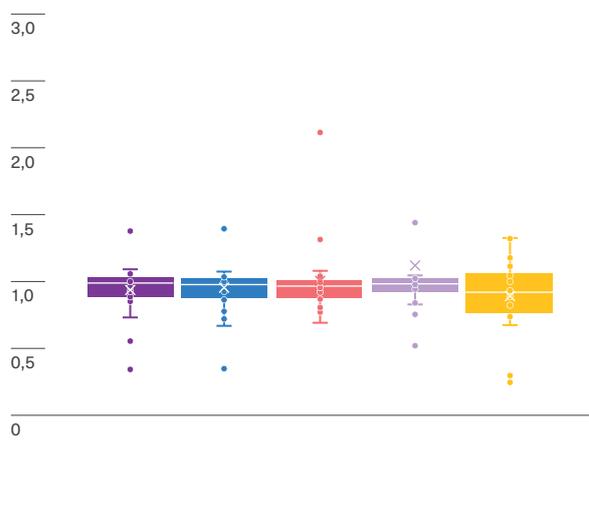
Panel B.
De tipo II para sectores de generación eléctrica



Panel C.
De tipo I para sectores extractivos



Panel D.
De tipo II para sectores extractivos



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

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



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

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

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

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

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

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

Recuadro 9.1

Impactos agregados de transitar a una situación de cero emisiones netas

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

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

Cuadro 1

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

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

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

Cuadro 9.3

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



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

Minerales y materiales necesarios para la transición energética

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

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

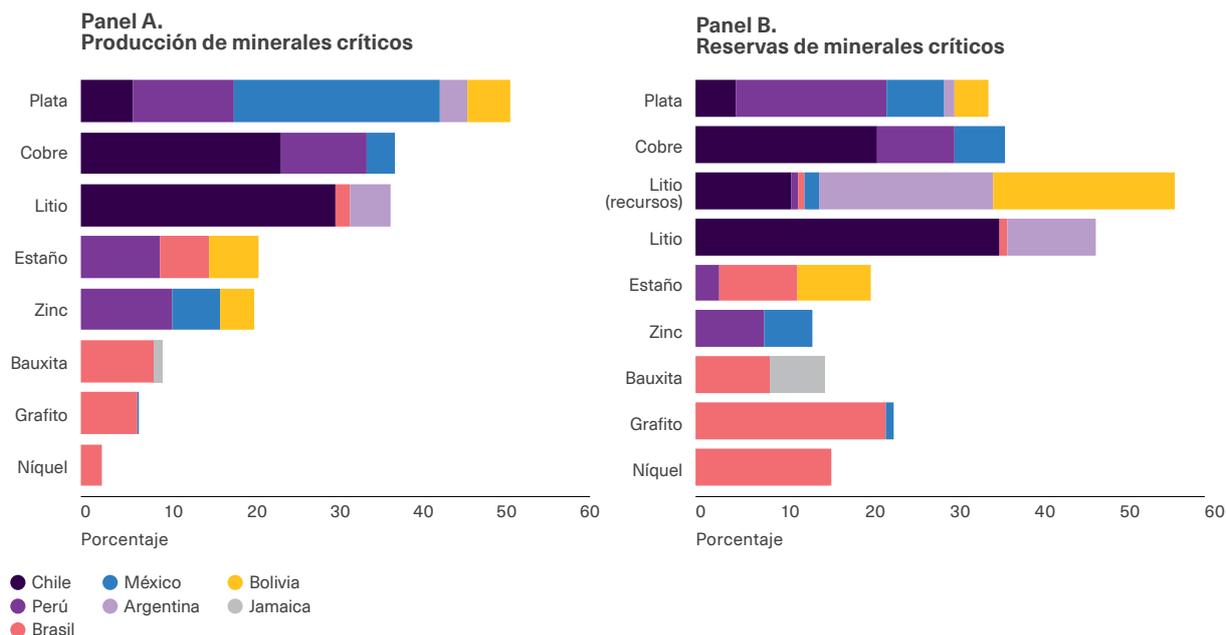
7 Los minerales críticos son, por tanto, el cobre, el litio y sus componentes, el níquel y sus componentes, el cobalto y sus componentes, el neodimio y el polisilicio.

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

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

Gráfico 9.3

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



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

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

Demanda de minerales críticos y tecnologías para la transición energética

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

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



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

Cuadro 9.4

Demanda de minerales críticos por tipo de tecnología

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

Necesidad del mineral

- Baja
- Media
- Alta

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

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

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

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

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



Transición energética y balance fiscal

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Participación del sector de hidrocarburos y minería en los ingresos fiscales

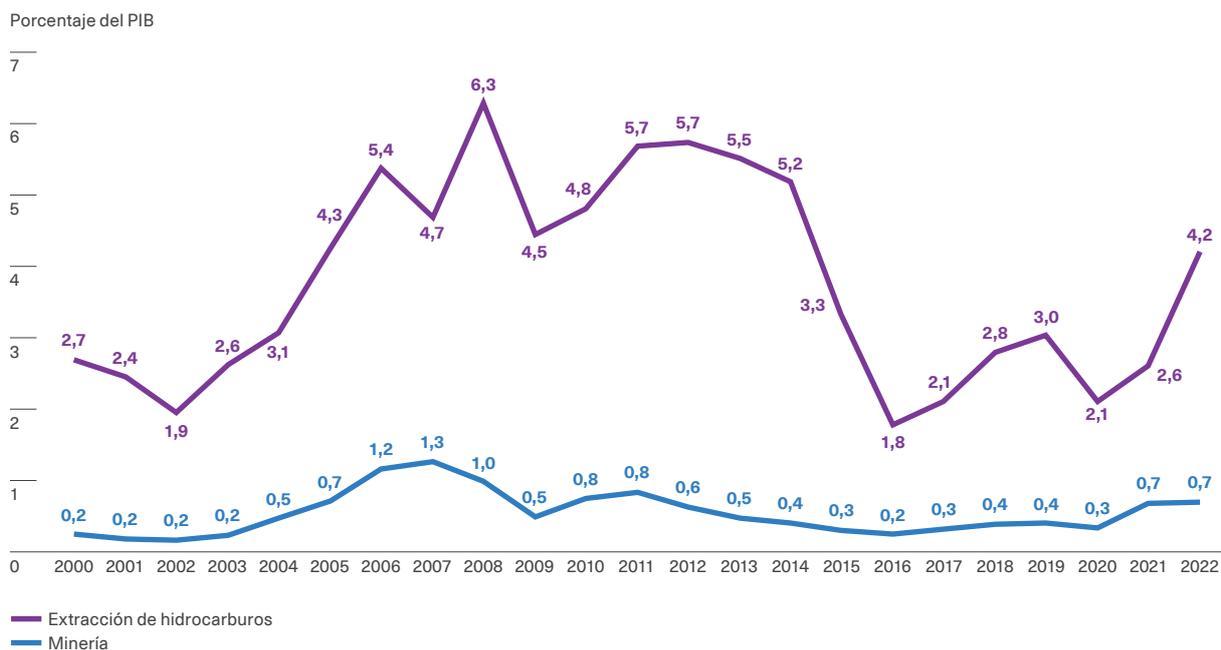
La mayoría de los países de la región con hidrocarburos obtienen ingresos fiscales por la explotación de estos productos, ya sea en forma de bonificaciones, regalías, impuestos a los ingresos u otros instrumentos recaudatorios. Por lo tanto, el reemplazo de la forma de generación energética de hidrocarburos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

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

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

Gráfico 9.4

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



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

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



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

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

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

Esquemas de recaudación a partir de la explotación de recursos naturales

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

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

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



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

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

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

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

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



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

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

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

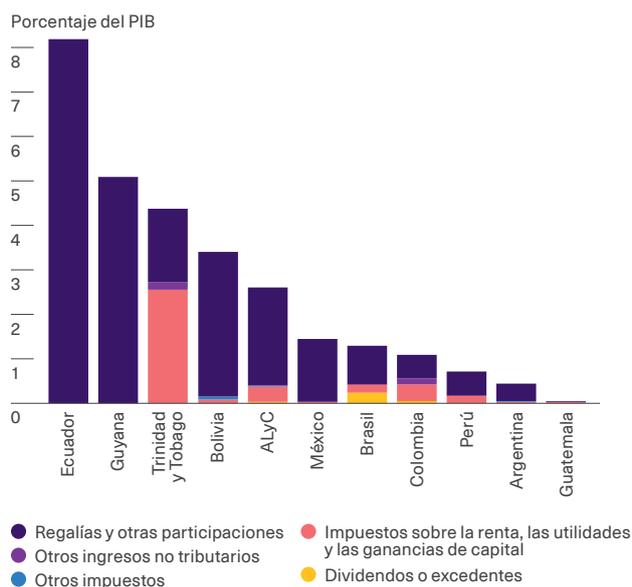
13 Estos problemas de impaciencia pueden surgir de problemas típicos de economía política, cuando los gobernantes de turno valoran más los ingresos de su mandato que el ingreso fiscal de futuros gobernantes.

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

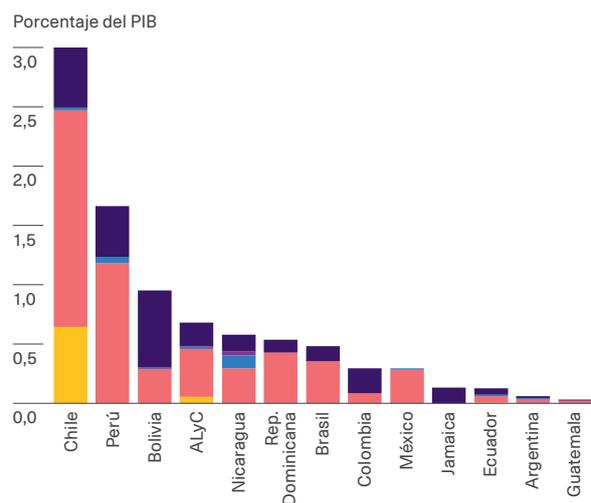
Gráfico 9.5

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

Panel A.
Proveniente de la extracción de hidrocarburos



Panel B.
Proveniente de la minería



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

Distribución de la recaudación por hidrocarburos a nivel subnacional

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

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



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

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

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

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

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

● ●

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

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

Cuadro 9.5

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

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

Continúa en la página siguiente →

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

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

Fuente: CEPAL (2014).

Ingresos tributarios relacionados con el medio ambiente

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

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

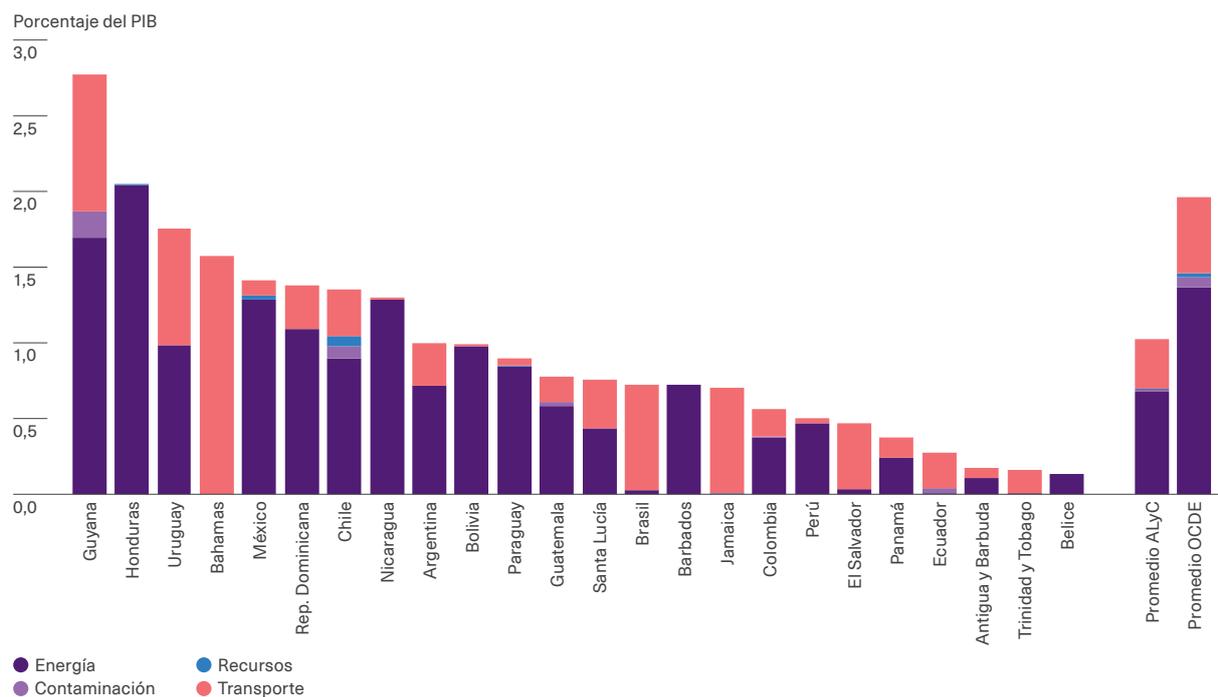
- Recursos. Impuestos a la extracción de agua, productos forestales, de la caza y la pesca, regalías mineras e impuestos a la excavación.

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

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

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

Gráfico 9.6
 Impuestos relacionados con el medio ambiente



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

Fuente: OCDE et al. (2022).

Ingresos tributarios durante la transición

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

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

Transición energética y exportaciones netas de energía

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

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

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

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

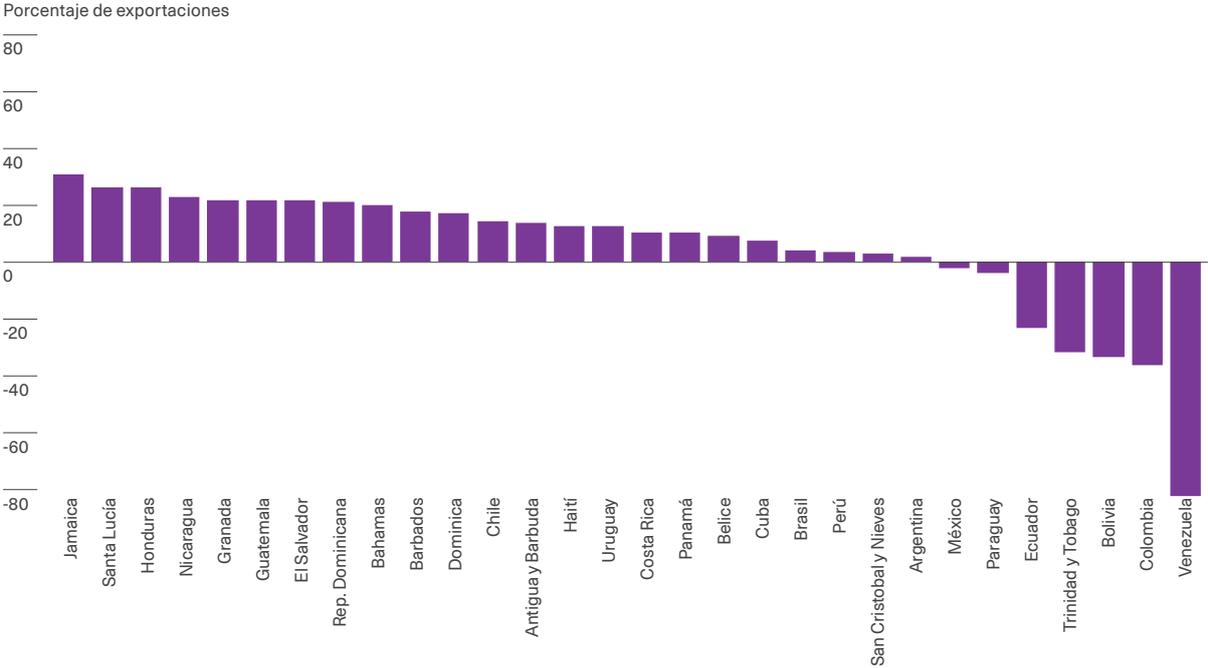
Más allá de la dependencia actual del sector energético, ya sea como importador neto o como exportador neto, la transición energética impondrá desafíos heterogéneos a los países. Por un lado, los exportadores de hidrocarburos deberán ampliar su canasta exportadora. Casos como el de Venezuela sin duda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

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

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

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

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



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



Transición energética, regulación financiera y política monetaria

La transición energética y los precios

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



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

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

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

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

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

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

Rol para la política monetaria y financiera

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Los múltiples desafíos macroeconómicos de la transición

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

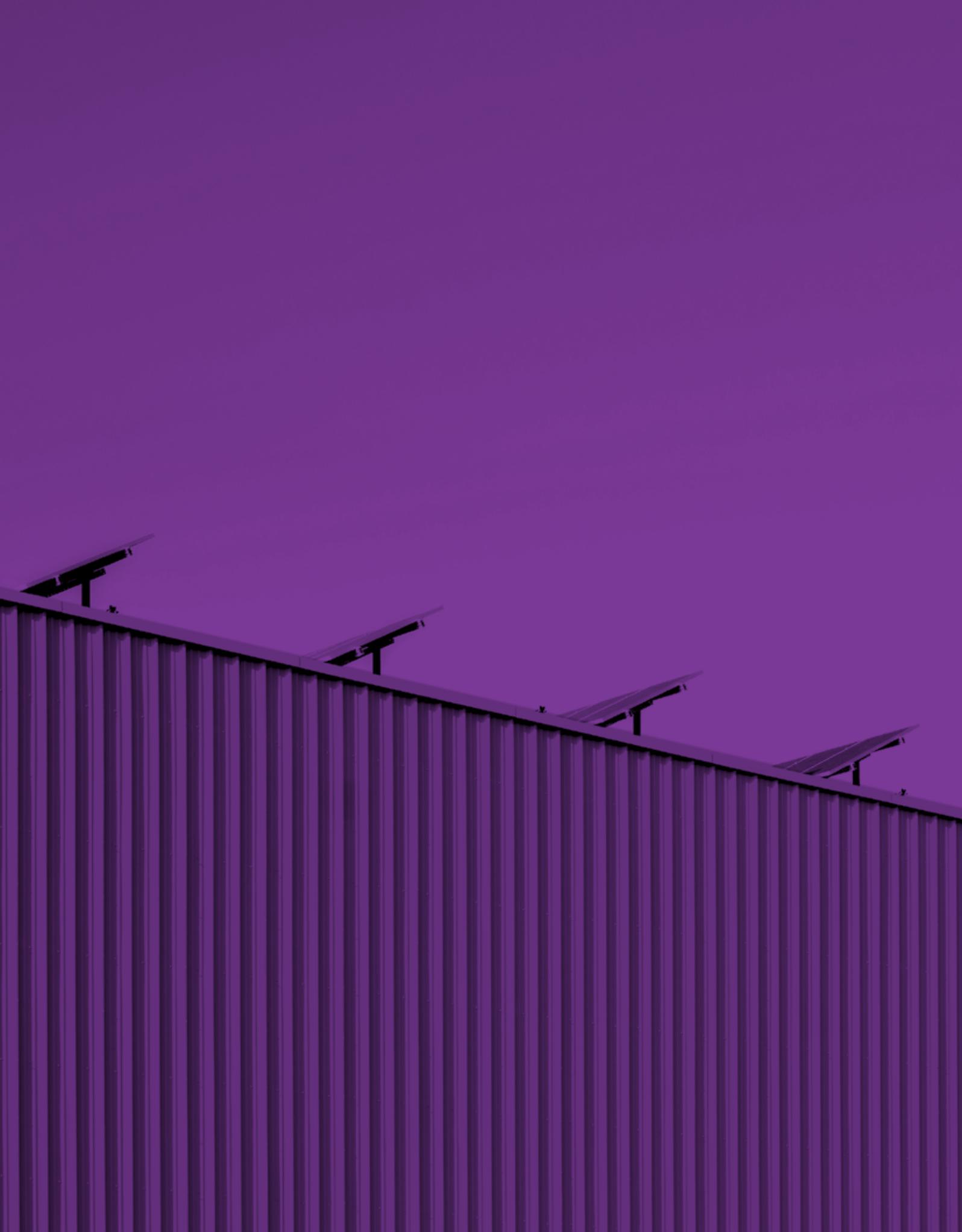
Por otra parte, están las economías que son productoras de hidrocarburos como Argentina, Brasil, Colombia, México o Perú, pero donde los ingresos fiscales y externos por estos conceptos no representan cuantías considerables.

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

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

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

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



Hacia una transición justa: oportunidades y desafíos de la transición energética

- El triple desafío para lograr una transición energética justa: crecer, incluir y reducir emisiones

- Oportunidades productivas a partir de la transición energética

- El mercado laboral de cara a la transición energética: importancia de los empleos verdes y habilidades que demandan

- Las políticas transversales para la transición energética

- Agenda para una transición energética justa

10

Mensajes clave

1

El mundo en desarrollo y, en especial, América Latina y el Caribe tienen un triple desafío: hacer crecer el ingreso por habitante de manera considerable y sostenible, disminuir los niveles de emisiones y reducir la desigualdad. Eso implica que, si bien todos los países deben sumarse a los esfuerzos de disminuir las emisiones energéticas, la velocidad y las estrategias para hacerlo serán particulares a cada país.

2

La transición energética debe ser justa intergeneracionalmente, pues las emisiones de hoy afectan el bienestar de generaciones futuras; internacionalmente, ya que las responsabilidades históricas de las emisiones entre países fueron muy dispares y hoy existen importantes brechas de ingreso per cápita; e internamente, es decir entre ciudadanos de un mismo país, pues la transición puede impactar de forma más severa a las poblaciones más vulnerables.

3

La transición energética implicará un desplazamiento de trabajadores desde sectores y ocupaciones cuya demanda bajará hacia aquellos que la incrementarán. Este reacondicionamiento importante del mercado laboral tiene un desafío adicional: las ocupaciones verdes parecen tener características diferentes, en particular, demandar más habilidades y requerir tareas más abstractas, lo que exigirá políticas laborales activas para facilitar la transición.

4

Los empleos verdes pagan salarios más elevados. En los países de la OCDE, esta prima salarial desaparece al tener presente las características de las empresas y los empleados (incluyendo sus habilidades); en contraste, en América Latina y el Caribe, permanece al tener en cuenta estos factores.

5

Las empresas más eficientes energéticamente son también las más productivas, lo que se transforma en un aliado para alcanzar el objetivo de crecimiento económico con reducción de emisiones.

6

La informalidad, un flagelo de la región, será un eventual obstáculo para disminuir las emisiones si se convierte en un refugio para eludir regulaciones ambientales.

7

El potencial de la región para producir energía limpia, barata y estable puede transformarse en un aliado de la región para el *powershoring*, es decir, la atracción de inversiones que busquen cumplir con compromisos ambientales.

8

Cuatro políticas transversales son necesarias para la transición energética: el financiamiento verde, los mercados de carbono e impuestos al carbono; las tecnologías de captura y uso de carbono; y la economía circular.

9

La economía política de la transición energética implicará tanto desafíos geopolíticos, por el control de la cadena de suministro de las tecnologías verdes, como desafíos internos en los países para distribuir equitativamente los esfuerzos y costos de llevarla adelante.

Hacia una transición justa: oportunidades y desafíos de la transición energética¹

Introducción

El subdesarrollo es un fenómeno multicausal, complejo y persistente. Al repasar la historia de los últimos 100 años, se evidencia que gran parte de los países en vías de desarrollo no han logrado converger a los estándares de vida de los países más avanzados y, en este aspecto, América Latina y el Caribe no es la excepción.

Las grandes transformaciones a nivel global se perciben como ventanas de oportunidad para dar un salto hacia el anhelado desarrollo. No obstante, también se pueden ver como circunstancias que imponen desafíos y restricciones adicionales que hacen más cuesta arriba el logro de viejas metas de desarrollo. Lo cierto es que esta nueva transición energética ofrece oportunidades y trae aparejados desafíos para la región. Si se quiere que esta transformación global acerque a los países de América Latina y el Caribe al desarrollo sostenible, es indispensable estar preparados y contar con la institucionalidad y el entorno adecuado para aprovechar al máximo las oportunidades y superar los desafíos que presenta.

En la primera parte del capítulo se analiza la necesidad de que la transición energética se aborde desde una perspectiva más allá del sector energético, con una visión amplia de desarrollo sostenible y justicia. Para ello, explora aspectos vinculados al mercado de trabajo, por un lado, y al desarrollo productivo, por el otro, resaltando las oportunidades que la oferta de energías limpias de los países, el llamado *powershoring*, podría ofrecer a la región.

En la segunda parte, el foco se mueve hacia cuatro políticas transversales para enfrentar la preocupación medio ambiental en el contexto de la transición energética: el financiamiento verde, los mercados de carbono e impuestos al carbono, las tecnologías de captura y uso de carbono, y la economía circular. El capítulo termina presentando de manera consolidada los principales instrumentos y mensajes de política que se destacan a lo largo del reporte para promover una transición justa, destacando los desafíos de economía política que se pueden presentar.

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

La transición justa y el triple desafío

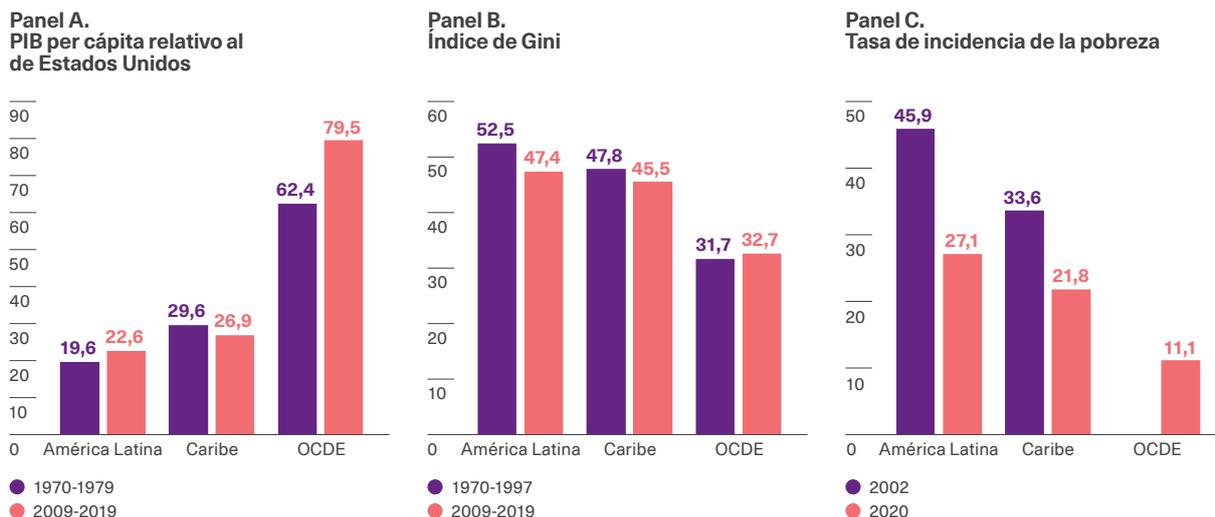
El subdesarrollo tiene claras y múltiples manifestaciones. En lo económico, es usual representarlo por el bajo ingreso por habitante y, en lo social, por los altos niveles de pobreza o la fuerte desigualdad, medida usualmente por el coeficiente de Gini. Lamentablemente, el subdesarrollo también es una condición difícil de superar, como confirma la historia de América latina y el Caribe.

El gráfico 10.1 presenta tres indicadores de desarrollo: el producto por habitante con relación al de Estados Unidos (panel A), el índice de Gini (panel B) y la proporción de población que vive por debajo de la línea de pobreza (panel C). En 1970 el producto interno bruto (PIB) per cápita de América Latina era aproximadamente el 20 % del registrado en Estados Unidos y el del Caribe, el 30 %. En la última década, estos valores apenas habían cambiado, es decir, en 50 años la región no ha

logrado cerrar esa brecha. Respecto a los indicadores de desigualdad y pobreza, se han reducido notablemente en los últimos 40 años, sobre todo durante el siglo XXI y hasta la pandemia por la enfermedad del coronavirus (COVID-19). A pesar de ello, hoy, alrededor de 3 de cada 10 latinoamericanos y caribeños viven en la pobreza y el grado de desigualdad en la distribución del ingreso de la región se encuentra significativamente por encima del de países desarrollados.

● ●
El subdesarrollo es una condición difícil de superar. Esto se manifiesta en que la región no ha logrado cerrar las brechas de desarrollo respecto a los países más ricos

Gráfico 10.1
Indicadores de desarrollo



Nota: El PIB per cápita (panel A) está calculado como porcentaje del de EE. UU. (ajustado a paridad de poder adquisitivo), comparando el promedio de la década de 1970 con el promedio del período desde 2009 a 2019. El índice de Gini (panel B) mide hasta qué punto la distribución del ingreso entre individuos u hogares dentro de una economía se aleja de una distribución perfectamente equitativa (un índice de 0 representa una equidad perfecta mientras que uno de 100 representa una inequidad perfecta). Dado que entre países difiere el primer año para el que se dispone de información estadística del índice de Gini, se tomó el primer año de la serie de cada país que estuviera comprendido entre 1970 y 1997 y se comparó su promedio con el promedio del período 2009-2019. La tasa de incidencia de la pobreza (panel C) muestra el porcentaje de población que vive por debajo de la línea de pobreza nacional. En este caso, se dispone de información prácticamente sólo para países de América Latina y el Caribe a partir del año 2002. Los valores a nivel de región se obtuvieron como el promedio simple de los países que las componen. El cuadro A.10.1, incluido en el apéndice del capítulo (disponible en línea), muestra los valores de los indicadores de desarrollo por país.

Fuente: Elaboración propia en base a Banco Mundial (2024), CEPAL (2022), Feenstra et al. (2015) y OCDE (2024).

Recuadro 10.1

Comunidades energéticas

Las comunidades energéticas son entidades jurídicas formadas por socios que generan, comercializan y consumen su propia energía. La creación de estos grupos permite aprovechar los recursos renovables en las localidades donde estos últimos se encuentran y activar la participación ciudadana en la producción de energía y la eficiencia energética. Estas agrupaciones, que se consideran un instrumento más en la transición energética y contribuyen al desarrollo local, pueden formarse con diferentes estructuras, por ejemplo, entre los propios vecinos o con otras comunidades, incluso con entidades locales externas, como empresas o administraciones públicas.

La constitución de comunidades energéticas representa una nueva forma de enfocar la generación y la distribución de electricidad, poniendo énfasis en la sostenibilidad y el beneficio de sus miembros. De esta forma, desempeñan un papel central y activo en la transición energética, convirtiendo a la ciudadanía en un canalizador de acciones colectivas. Sus principales actividades incluyen la generación, suministro, consumo, almacenamiento y distribución de energía a partir de fuentes renovables. Además, proporcionan servicios de eficiencia energética y movilidad eléctrica. De estos beneficios energéticos se derivan beneficios medioambientales, económicos y sociales.

En la comunidad energética de autoconsumo los vecinos aprueban y contratan la instalación para producir energía eléctrica y repartirla entre los hogares que la integran, es decir, generan la electricidad que ellos mismos consumen. Por su parte, las comunidades energéticas locales son organizaciones sin ánimo de lucro comprometidas con adquirir hábitos sostenibles y responsables con el medio ambiente. Para ello, generan y comercializan energía, y buscan el beneficio de los vecinos y de los asociados mediante la reducción de los costes energéticos.

A nivel europeo, las comunidades energéticas han sido reconocidas legalmente dentro del paquete Clean energy for all Europeans y, a nivel nacional, están contempladas en las legislaciones de Alemania, Dinamarca, Francia, Polonia y Reino Unido. Fuera de Europa, también han sido reconocidas en EE. UU. y Canadá. En América Latina, la figura está muy poco desarrollada, a pesar de que la Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA) ha destacado el potencial renovable de la región y, en particular, el de las comunidades energéticas para producir electricidad sostenible en las zonas más aisladas.

La transición energética en la región no puede ocurrir dando la espalda a estas realidades. Una transición justa demanda disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) de origen energético para tener un planeta más sostenible (justicia entre generaciones) y, al mismo tiempo, cerrar las brechas de ingreso per cápita existentes con el mundo desarrollado (justicia entre países) y reducir las desigualdades sociales y energéticas (justicia entre ciudadanos).



Una transición justa demanda disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero y, al mismo tiempo, cerrar las brechas de ingreso per cápita existentes con el mundo desarrollado y reducir las desigualdades sociales entre ciudadanos

Recuadro 10.2

Transición energética, contaminación local y capital humano

La implementación de tecnologías de eficiencia energética y la generación de electricidad a partir de energías renovables puede desplazar las emisiones de GEI, proporcionando así beneficios climáticos. Al mismo tiempo, puede resultar en importantes beneficios para el bienestar y la salud pública. Esto se debe a que la generación de energía a partir de combustibles fósiles, especialmente mediante la combustión de carbón, libera grandes cantidades de contaminantes locales del aire (dióxido de azufre, óxido de nitrógeno y material particulado), que tienen asociados efectos adversos para la salud humana.

En este sentido, una expansión de la capacidad de generación de energías renovables, que permita un desplazamiento de la generación de energía térmica, conllevaría beneficios sociales a través de mejoras en la calidad del aire local y sus efectos posteriores en la morbilidad de un país.

Cuantificar estos beneficios sociales es una tarea compleja debido a la dificultad para estimar efectos causales y porque tales beneficios varían sustancialmente con la ubicación geográfica y el tipo de tecnología (Buonocore et al., 2016). No obstante, varios estudios han explorado este tema, encontrando en general que los beneficios adicionales para la salud compensan gran parte del costo de la mitigación o incluso superan los beneficios climáticos (Sergi et al., 2020).

Los análisis se centran en la relación entre la menor generación de combustibles fósiles y diversas variables vinculadas a la salud. Así, por ejemplo, Casey, Gemmill et al. (2018) encuentran que el desplazamiento de plantas de energía a carbón y petróleo condujo a mejoras en las tasas de fertilidad en California, mientras que Casey, Karasek et al. (2018) constatan una caída en la cantidad de nacimientos prematuros. Por su parte, Fell y Morrill (2023) muestran cómo la mayor generación de energía eólica y la consecuente caída en la generación de combustibles fósiles resultan en una menor cantidad de visitas a los servicios de emergencia en Texas.

Pese a los crecientes esfuerzos realizados para estimar los beneficios sociales de la transición energética, el análisis del impacto de la contaminación sobre la salud es aún escaso para economías en desarrollo. En este contexto, Rivera et al. (2021) aportan evidencia para Chile, al analizar los efectos de la expansión en la capacidad de generación de energía solar, encontrando que desplaza los de la generación de combustibles fósiles y reduce las admisiones hospitalarias, especialmente aquellas asociadas a enfermedades respiratorias.

En adición a las mejoras en salud, la generación con energías renovables tiene beneficios en otras dimensiones sociales, como la educación. Un trabajo de investigación desarrollado en el contexto de este reporte estima el efecto de las mejoras en la calidad del aire local en la asistencia escolar y el rendimiento académico de los estudiantes en las inmediaciones de plantas térmicas. Los resultados preliminares indican que la presencia de estas plantas térmicas tiene asociadas caídas tanto en la asistencia como en los resultados académicos (Rivera, 2024).

Comprender la magnitud de los beneficios de las energías renovables en la salud humana y en otras dimensiones sociales permite efectuar un análisis del costo-beneficio de la transición energética, crucial para el diseño óptimo de la política energética y ambiental.

Recuadro 10.3

Transición energética, desarrollo minero y resistencia comunitaria

Las agendas de cero emisiones netas (CEN) requerirán el despliegue a gran escala de tecnologías de energía renovable para eliminar las emisiones de la generación de energía y descarbonizar los sectores de fabricación y transporte, que, en la actualidad, son muy dependientes del carbón, el petróleo y el gas.

Sin embargo, se ha prestado poca atención a la cadena de suministro que hace posibles esas tecnologías. El comienzo de esa cadena de suministro, es decir, el abastecimiento de metales y minerales, está inmerso en una serie de desafíos. La explotación de depósitos conlleva una serie de implicancias climáticas y medioambientales. Además, la extracción, refinado y consumo de estos productos requieren enormes cantidades de energía.

Entre los impactos ambientales de la minería se encuentran la creación de sumideros, la erosión y la contaminación del suelo y del agua tanto subterránea como superficial. La extracción consume una gran cantidad de recursos (por ejemplo, agua en la explotación del litio), lo que desvía o dificulta el acceso de la población local a los mismos. Por último, los riesgos de la minería asociados a la biodiversidad incluyen la pérdida y fragmentación del hábitat, la alteración de especies migratorias, la introducción de especies invasoras y la reducción de especies amenazadas.

Más allá de los costos económicos y ambientales de la cadena de suministro de las energías renovables, el despliegue de estas tecnologías en algunos casos enfrenta barreras sociales por la oposición comunitaria a proyectos de este tipo en su área. Este fenómeno, conocido como “no en mi patio trasero” (NIMBY por sus siglas en inglés), en el que ciudadanos se organizan para enfrentarse a la instalación de proyectos de energía renovable en su entorno, ha logrado detener proyectos de minería, como los de Colón, en Panamá, y Chubut, en Argentina, así como proyectos con fuentes renovables, de los que son ejemplo los de Arrás y Normandía, en Francia.

Hay beneficios de las energías renovables que los grupos NIMBY podrían ignorar, como tarifas eléctricas reducidas, más infraestructura para el área local, compatibilidad con la agricultura y la ganadería, mejor calidad del aire, menores emisiones de GEI y creación de empleos directos. La aceptación de proyectos probablemente esté relacionada, entre otras cosas, con el impacto económico, la participación en el otorgamiento de permisos y la absoluta transparencia en la comunicación.

Esta visión se desprende claramente de la posición del Foro Económico Mundial (WEF, por sus siglas en inglés), que señala que esta transición debe reflejar:

[...] un sistema energético inclusivo, sostenible, asequible y seguro, que provea soluciones a los desafíos mundiales relacionados con la energía, al tiempo que crea valor para actores privados y la sociedad, sin comprometer el balance del triángulo energético [seguridad y acceso; sostenibilidad medioambiental, y desarrollo económico y crecimiento] (WEF, 2021).

Como ya se mencionó en capítulos anteriores, una de las brechas presente actualmente es la de acceso al sistema, en particular en zonas rurales de algunos países. La sociedad civil ha emprendido ciertas acciones para promover este acceso, alentando que la generación de esta energía sea renovable. Las comunidades energéticas son ejemplo de este tipo de iniciativas (ver el recuadro 10.1).

Para afrontar estos desafíos, los hacedores de política deben entender cómo la transición energética impacta la economía en su conjunto y, en particular,

las instancias o dimensiones que afectan al crecimiento y a la inclusión.

En esta parte del capítulo se exploran las implicancias de la transición energética en dos instancias claves del desarrollo sostenible, el efecto en el mercado laboral y la relación que existe entre eficiencia energética y eficiencia productiva. Los recuadros 10.2 y 10.3 complementan la discusión del impacto de la transición energética en el bienestar de los

hogares y el desarrollo. El primero de ellos destaca impactos “locales” favorables en materia de capital humano como consecuencia de la sustitución de plantas térmicas por plantas renovables. El segundo aborda los desafíos vinculados a la potencial incidencia ambiental desfavorable del desarrollo minero, así como la resistencia de grupos comunitarios al despliegue local de proyectos vinculados con la transición energética.

La transición energética y el mercado laboral

Los fenómenos transformadores, incluida esta transición energética, pueden implicar cambios en el mercado de trabajo, tanto en los niveles de empleo (Saget et al., 2020) como en la demanda de habilidades y en la composición de tareas que las distintas ocupaciones requieren (Vona et al., 2018)². Este proceso de reasignación laboral puede ser más o menos traumático dependiendo, por ejemplo, de lo diferentes que sean los empleos y tecnologías verdes del resto de la economía y, por supuesto, de la existencia de instituciones que favorezcan ese reajuste del mercado de trabajo.

● ●
Esta transición energética puede implicar cambios en el mercado de trabajo, tanto en los niveles de empleo como en la demanda de habilidades y en la composición de tareas que las distintas ocupaciones requieren

Tamaño del mercado laboral verde

Un punto de partida en el análisis de los impactos laborales de la transición energética es medir el tamaño del empleo verde. Un primer desafío al respecto es qué se considera un empleo verde y qué no³. La respuesta dependerá en parte del enfoque de cada estudio y de la disponibilidad de datos. En esta sección se utiliza la clasificación desarrollada por la red

de información ocupacional O*NET en el contexto del mercado laboral estadounidense, descrito con mayor detalle en el recuadro 10.4.

2 Desde hace ya varios años, la literatura económica está preocupada por distintos efectos disruptivos en los mercados laborales, desde la apertura comercial y la deslocalización de la producción de países desarrollados a economías emergentes (principalmente China y países de Asia y el Pacífico) hasta los fenómenos de automatización y los efectos de la pandemia en el teletrabajo. Una característica de los trabajos recientes es que, a partir de la base de O*NET (Occupation Information Network), se asigna a cada ocupación el porcentaje de conocimientos, habilidades y tareas que se precisan para realizarla.

3 No existe en la literatura una definición única de qué es un empleo verde. Por ejemplo, García Suaza et al. (2023) incluyen en esa calificación aquellas ocupaciones cuyas tareas contribuyen a la transición hacia tecnologías más sostenibles y respetuosas con el medio ambiente. La magnitud del verdor de las ocupaciones está dada por un índice que pondera la proporción de tareas verdes con respecto a las tareas totales (GOJI, por sus siglas en inglés). Por su parte, Allub, Álvarez, Bonavida et al. (2024) consideran verdes aquellas ocupaciones que verán incrementada su demanda a partir de la transición hacia una economía más verde, independientemente de su contribución a la reducción de emisiones.

Recuadro 10.4

Empleos verdes según la O*NET

La red O*NET identifica como ocupaciones verdes a aquellas cuya demanda aumenta o aumentará debido a la transición energética y las divide en tres grupos:

1. Ocupaciones verdes nuevas y emergentes (*green new and emerging occupations*). Son las que surgen a partir de la transición hacia una nueva economía. Pueden ser enteramente nuevas o crearse a través de una modificación de ocupaciones ya existentes.
2. Ocupaciones verdes con habilidades mejoradas (*green enhanced skills occupations*). Aquellas que ven alteradas las tareas, habilidades o requerimientos de conocimiento a partir de la transición hacia una economía verde.
3. Ocupaciones verdes con demanda creciente (*green increased demand occupations*). Estas ocupaciones se vuelven más solicitadas a partir de la transición hacia una economía baja en emisiones, pero no experimentan cambios significativos en sus tareas. Se trata de ocupaciones que actúan como soporte de la economía verde, sin contener necesariamente tareas verdes.

Es decir una ocupación se define como verde, ya sea porque no existía anteriormente (por ejemplo, técnicos en paneles solares), porque se trata de ocupaciones que deberán adaptarse para satisfacer las nuevas demandas (p. ej., arquitectos que deberán adecuar construcciones para que sean sostenibles) o porque son ocupaciones que ya existen y no deberán modificar sus tareas debido a la transición verde, pero cuya demanda aumentará igualmente (p. ej. técnicos electrónicos, cuyo número crecerá con la electrificación de la demanda energética).

●● La mayor parte de los trabajadores están concentrados en ocupaciones no verdes, las cuales representan entre aproximadamente el 62 % del total en Honduras y el 75 % en Uruguay

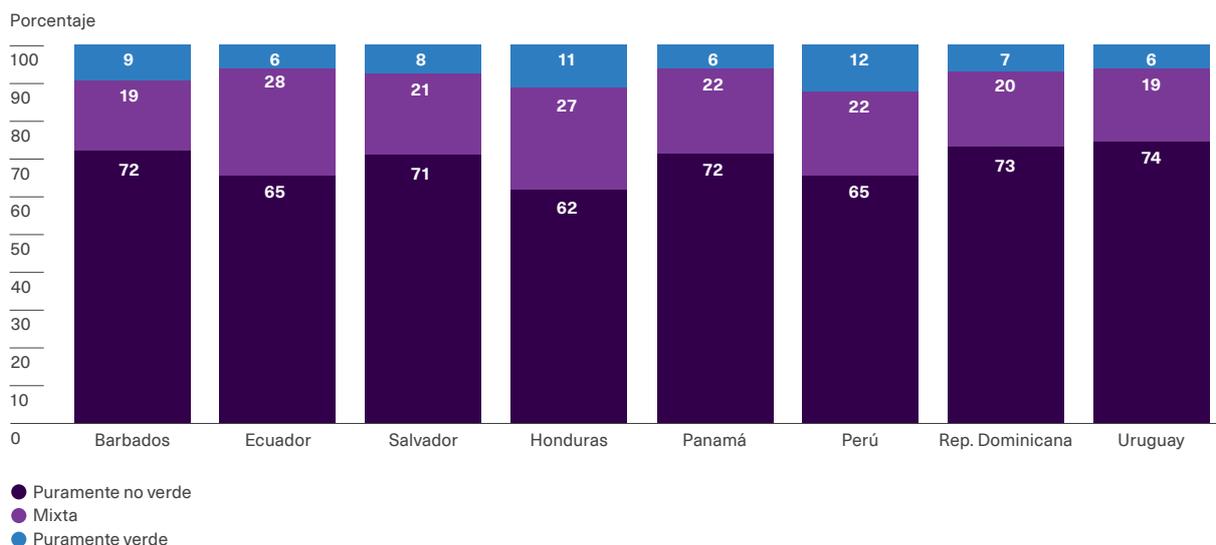
A partir de esa clasificación y el procesamiento de encuestas de hogares de la región, De la Vega et al. (2024) han desarrollado un análisis de la participación de los empleos verdes en los mercados laborales de América Latina y el Caribe en el contexto de

este reporte. El gráfico 10.2 muestra la fracción de empleo en tres categorías, según el nivel de verdor, en algunos países de la región. El principal mensaje es que la mayor parte de los trabajadores están concentrados en ocupaciones no verdes. La proporción de empleos no verdes va desde alrededor del 62 % en Honduras hasta más del 75 % en Uruguay. Asimismo, se aprecia que el tamaño del sector puramente verde fluctúa entre el 6 % de Panamá y Uruguay hasta el 12,3 % de Perú⁴.

4 El gráfico se restringe a los países que tienen desagregación de ocupaciones mediante el sistema de 4 dígitos. Al considerar desagregaciones de ocupaciones con 2 dígitos, crece considerablemente la proporción de ocupaciones en categorías mixtas o ambiguas, como puede verse en el gráfico A.10.1 del apéndice. La información del apéndice sugiere que, muy probablemente, el rango para la fracción de empleos verdes y no verdes obtenido para los ocho países de los que se dispone de desagregación de cuatro dígitos sería extrapolable para el resto de los países para los que solo hay información de dos dígitos.

Gráfico 10.2

Tamaño del sector verde en países seleccionados



Nota: Las encuestas de hogares presentan definiciones de empleo utilizando códigos de 2 o 4 dígitos, mientras que la O*NET utiliza 8 dígitos. En consecuencia, a la hora de buscar equivalencias, puede ocurrir que una misma categoría en las encuestas de hogares incluya algunas ocupaciones en O*NET que estén definidas como verdes y otras que no. A partir de las encuestas de hogares procesadas se obtienen diferentes categorizaciones de verdor: ocupaciones puramente verdes (O*NET considera todas las subocupaciones dentro de esta categoría como verdes); ocupaciones puramente no verdes (O*NET considera todas las subocupaciones en la categoría no verde) y algunas ocupaciones ambiguas o mixtas (que O*NET clasifica como verdes en unos casos y en otros no).

Fuente: Elaboración propia con base en De la Vega et al. (2024).

Caracterización de las ocupaciones verdes

Surge de inmediato la pregunta ¿qué tan diferentes son los empleos verdes de los no verdes? Una dimensión de especial interés al respecto tiene que ver con el perfil de habilidades y tareas requeridas. En esta línea, Allub, Álvarez, Bonavida et al. (2024) exploran diferencias entre empleos verdes y no verdes en algunas dimensiones, utilizando la base de datos del Programa para la Evaluación Internacional de las Competencias de los Adultos (PIAAC), una encuesta realizada en más de 40 países que busca medir las competencias cognitivas y las relacionadas con el mundo del trabajo.

El PIAAC, a diferencia de otras fuentes de información, como, por ejemplo, las encuestas de hogares, permite dilucidar qué tipo de habilidades y contenidos de tareas tienen los empleos verdes en comparación con los no verdes⁵. Además, tiene la ventaja de contar con un cuestionario homogeneizado, que permite realizar comparaciones entre países. Sin embargo, una desventaja sustancial para los efectos del reporte es que la disponibilidad de países de América Latina y el Caribe es limitada, ya que solamente incluye información para cuatro: Chile, Ecuador, México y Perú.

5 Ver Allub, Álvarez, Bonavida et al. (2024) para obtener más información sobre qué habilidades y contenido de tareas ocupacionales pueden construirse con el PIAAC.

El cuadro 10.1 compara los empleos verdes y no verdes utilizando datos del PIAAC para los países de la región y de la OCDE con información disponible. Como primera conclusión, se puede remarcar que hay evidencia de brechas de género: en promedio, la cantidad promedio de hombres en empleos verdes en los países de la región es del 68 %, frente a una participación promedio del 50 % en empleos no verdes. Además, los empleos verdes muestran mayor incidencia entre personas en el rango etario de 31 a 50, mientras que los categorizados como no verdes presentan una mayor proporción de personas con educación superior, excepto en los empleos del sector privado.

En lo que respecta a las características de la empresa y los trabajos, los empleos verdes suelen ubicarse con mayor frecuencia en el sector privado y en firmas

de mayor tamaño. Además, tienen mayores probabilidades de ser un trabajo formal y a tiempo completo que los empleos no verdes.

Con relación a las aptitudes, las personas que trabajan en empleos verdes tienen, en promedio, mejores puntajes en habilidades numéricas o matemáticas y, en el caso de los países de la OCDE, tienen mayor puntuación en capacidad lectora. También se encuentra que la intensidad de tareas abstractas es mayor en los empleos verdes, mientras que el peso de las tareas rutinarias es menor. De este resultado se puede inferir que los empleos verdes tendrían un menor riesgo de verse afectados ante posibles procesos de automatización. Otra conclusión es que la transición energética podría demandar mayores habilidades cognitivas para llevar a cabo tareas más abstractas y menos rutinarias.

Cuadro 10.1
Diferencias entre empleos verdes y no verdes

	América Latina y el Caribe		OCDE	
	No Verde	Verde	No Verde	Verde
Hombre	50 %	68 %	42 %	80 %
Educación superior	24 %	20 %	40 %	33 %
Educación superior (empleo sector privado)	16 %	18 %	32 %	31 %
18-30 años	35 %	30 %	25 %	20 %
31-50 años	47 %	53 %	48 %	53 %
Más de 50 años	18 %	17 %	25 %	20 %
Empresas medianas o grandes	28 %	52 %	38 %	48 %
Sector privado	78 %	92 %	71 %	88 %
Formalidad	63 %	79 %	90 %	93 %
Tiempo completo	70 %	87 %	70 %	90 %
Tareas abstractas	-9 %	26 %	-9 %	8 %
Tareas rutinarias	11 %	8 %	11 %	13 %
Habilidades numéricas	6 %	15 %	17 %	32 %
Habilidades lectoras	8 %	5 %	16 %	26 %
Log salario horario	1,7	1,91	2,61	2,73

Nota: El cuadro reporta porcentajes de variables observables de empleos verdes y no verdes, usando datos del PIAAC. Se puede consultar la lista de países incluidos en cada grupo en el apéndice del capítulo disponible en línea. Se reportan también los promedios del logaritmo del salario horario, calculado a partir del salario mensual reportado y extrapolando la cantidad de horas semanales trabajadas. Sobre ese cociente, se calcula el logaritmo natural.

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



La transición energética podría demandar mayores habilidades cognitivas para llevar a cabo tareas más abstractas y menos rutinarias

En cuanto al salario, los resultados evidencian que los empleos verdes suelen estar mejor remunerados⁶. No obstante, como muestra el cuadro 10.1,

también suelen demandar más habilidades, estar concentrados en empresas más grandes, ser empleos formales y tener una mayor intensidad de tareas abstractas. Todo esto puede explicar las diferencias de salarios entre empleos verdes y no verdes. En Allub, Álvarez, Bonavida et al. (2024), se lleva a cabo un ejercicio estadístico con el objetivo de descontar la influencia de estos factores en el salario. El cuadro 10.2 muestra los resultados para la región y los países de la OCDE.

Cuadro 10.2

Diferencias salariales según nivel de verdor de los empleos

Verdor (América Latina)	0,21*** (0,05)	0,21*** (0,05)	0,19*** (0,05)	0,20*** (0,05)	0,19*** (0,05)	0,18*** (0,05)
Verdor (OCDE)	0,12*** (0,01)	0,05*** (0,01)	0,03** (0,01)	0,02* (0,01)	0,02 (0,01)	0,01 (0,01)
Controles básicos	No	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Tamaño de empresa	No	No	Sí	Sí	Sí	Sí
Formalidad + tiempo completo	No	No	No	Sí	Sí	Sí
Habilidades	No	No	No	No	Sí	Sí
Tareas abstractas	No	No	No	No	No	Sí

Nota: El cuadro reporta diferencias salariales tomando como variable dependiente el logaritmo natural del salario horario. El conjunto básico de controles incluye educación del entrevistado y de sus padres, y género y edad del entrevistado. El tamaño de la firma es una variable dividida en seis categorías: autoempleo; entre 1 y 10 empleados; entre 11 y 50 empleados; entre 51 y 250 empleados; entre 251 y 1000 empleados o más de 1000 empleados. La formalidad en el empleo y el trabajo a tiempo completo están representados por variables dicotómicas. La variable de habilidades corresponde a un índice que captura habilidades numéricas, mientras que la de tareas abstractas corresponde a un índice que captura intensidad de estas tareas en el empleo. El número de observaciones fue de 4.408 para América Latina y 28.276 para la OCDE. Se puede consultar la lista de países incluidos en cada grupo en el apéndice del capítulo disponible en línea. Los asteriscos denotan coeficientes estadísticamente significativos con * $p < 10\%$; ** $p < 5\%$, y *** $p < 1\%$.

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

En América Latina la brecha salarial se reduce en casi un 20 % al incorporar los controles por características del empleo, la empresa (especialmente su tamaño), las habilidades de los trabajadores y el nivel de abstracción de las tareas. Sin embargo, aun incorporando dichos controles, todavía se reporta una brecha salarial considerable no explicada. En contraste, en los países de la OCDE, al introducir el mismo escalonamiento de controles, la brecha salarial entre

empleos verdes y no verdes se reduce al punto de ser estadísticamente no significativa.

Otra perspectiva interesante se puede tener con el análisis a partir de los puestos vacantes que publican las empresas. Los resultados de un trabajo reciente desarrollado especialmente para este reporte ratifican que los empleos verdes demandan más habilidades y pagan mejores salarios (recuadro 10.5).

⁶ La información salarial disponible en el PIAAC no contiene datos para Perú.

Recuadro 10.5

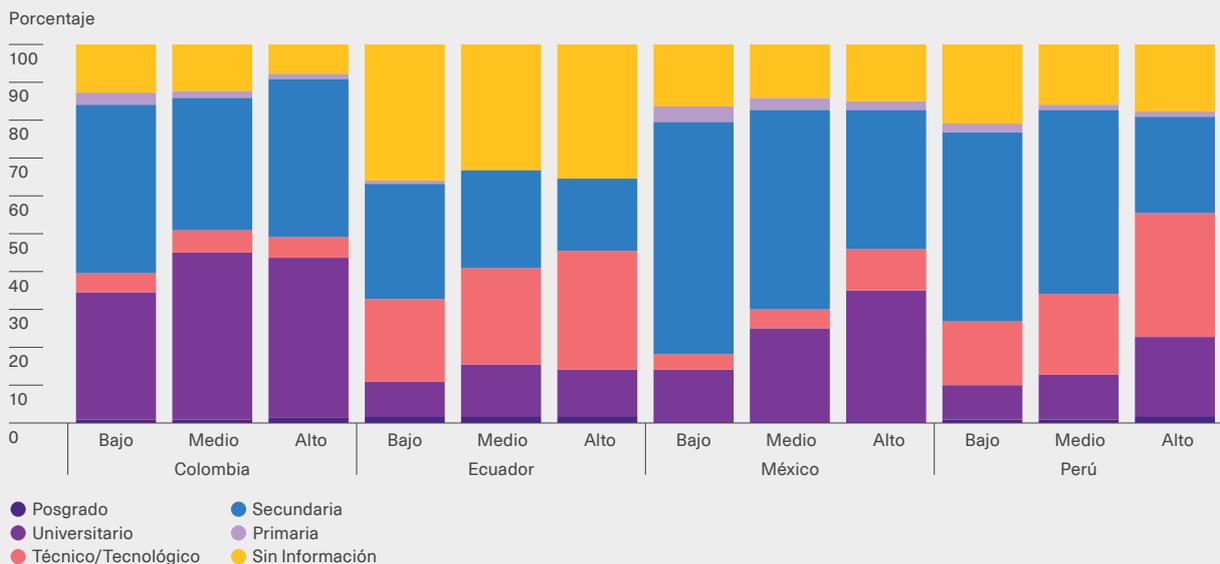
¿Qué nos dicen las vacantes de empleo?

En un trabajo elaborado para este reporte, García Suaza et al. (2023) exploran información de vacantes provenientes de portales web de empleo. Los autores se enfocan en cuatro países de América Latina (Colombia, Ecuador, México y Perú). La calificación de las ocupaciones en empleos más o menos verdes se realiza a través de un procedimiento de dos pasos. En primer lugar, se procesa el texto “libre” proveniente de las vacantes publicadas y se identifica el empleo al que hace referencia la vacante. En segundo lugar, se computa un puntaje de verdor para cada ocupación, siguiendo los criterios incorporados por el trabajo de Lobsiger y Rutzer (2021). Estos autores determinan para cada ocupación un puntaje de verdor GOJI (*greenness of job index*) dividiendo a los empleos en tres categorías: empleos de alto potencial verde ($GOJI \geq 0,7$), empleos de potencial verde medio ($0,3 < GOJI < 0,7$) y empleos de bajo potencial verde ($GOJI \leq 0,3$).

Los autores señalan que los mayores índices de potencial verde se encuentran en los puestos directivos y profesionales, mientras que los menores índices corresponden a los de apoyo administrativo. Asimismo, encuentran que, en todos los países, a excepción de Ecuador, la proporción de vacantes que ponen como requisito contar con educación universitaria crece a medida que aumenta el índice de verdor de las ocupaciones (ver el gráfico 1).

Gráfico 1

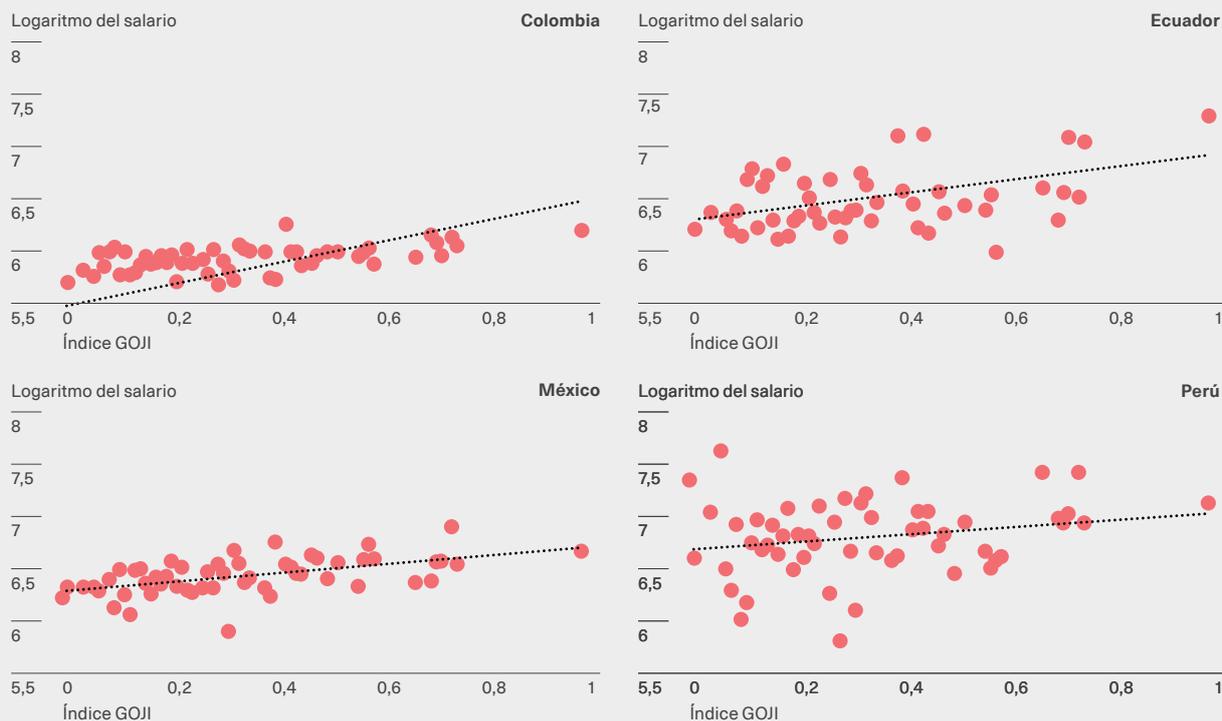
Distribución del nivel educativo según el grado de verdor



Fuente: García Suaza et al. (2023)

El análisis también indica una asociación positiva entre los salarios y el nivel de verdor de la ocupación en los cuatro países estudiados (ver el gráfico 2). Los trabajadores con potencial verde alto son además los que perciben mayores ingresos.

Gráfico 2 Salarios e índice de verdor



Fuente: García Suaza et al. (2023).

Las tecnologías de generación energética y su efecto en el empleo

La transición energética no solo puede modificar la estructura de ocupaciones, el perfil de habilidades requeridas y la dispersión salarial, sino que también puede afectar los niveles agregados de empleo. Ciertamente, algunas industrias vinculadas a la energía fósil se contraerán a partir de la transición energética y otras, como, por ejemplo, las vinculadas a las cadenas de valor de la energía limpia, se expandirán. El efecto neto es, *a priori*, ambiguo, por lo que su cálculo se convierte en una pregunta empírica.

Un punto de partida es contrastar los efectos multiplicadores del empleo de estos dos tipos de tecnología

energética. Garret-Peltier (2017) realiza un resumen de la evidencia encontrada por distintos artículos de investigación respecto al efecto multiplicador en el empleo de las principales fuentes de generación energética, separando los efectos en directos e indirectos.

El cuadro 10.3 sugiere que las industrias vinculadas a la cadena de valor de la energía limpia y la eficiencia energética tienen un mayor multiplicador del empleo que aquellas vinculadas a la cadena fósil. Esto es cierto tanto por los empleos directamente creados por los sectores, como por los que han surgido indirectamente de los efectos de las relaciones de insumo-producto.

Cuadro 10.3

Multiplicadores del empleo: energía fósil *versus* energía limpia y eficiente

	EFT directos por USD 1M	EFT indirectos por USD 1M	EFT totales por USD 1M
Eólica	4,06	3,46	7,52
Solar	4,26	2,98	7,24
Bioenergía	5,22	2,44	7,65
Geotérmica	4,67	2,73	7,4
Hidroeléctrica	4,55	2,98	7,53
Promedio de energías renovables	4,50	2,99	7,49
Térmica con petróleo y gas	0,7	1,49	2,2
Térmica con carbón	1,18	1,92	3,1
Promedio de energías fósiles	0,94	1,71	2,65
Diferencia promedio: energías renovables - energías fósiles	3,56	1,28	4,84

Nota: EFT designa empleos a tiempo completo creados por cada millón de dólares (USD) de demanda en energía renovable.

Fuente: Elaboración propia con base en Garret-Peltier (2017).



Las industrias vinculadas a la cadena de valor de la energía limpia y la eficiencia energética tienen un mayor multiplicador del empleo que aquellas vinculadas a la cadena fósil

La literatura empírica que estudia los impactos en el empleo de la penetración de renovables está aún en desarrollo. Existe evidencia que apunta a que los efectos son muy diferentes de acuerdo con la tecnología y la fase en consideración (construcción vs. mantenimiento). Por ejemplo, en Fabra et al. (2023) se estudia el caso de España. Los autores encuentran importantes efectos en el empleo local en el caso de las plantas solares, especialmente en la fase de construcción. En contraste, no observan efectos significativos en el caso de las plantas eólicas, ni en la etapa de construcción ni en la de mantenimiento. Al enfocarse en el desempleo local, los efectos se debilitan en comparación a los del empleo, incluso para las plantas solares. Esto sugiere que las empresas locales de energía contratan tanto trabajadores locales como de otras municipalidades.

Un artículo de Hernández-Cortés y Mathes (2024), desarrollado en el contexto de este reporte, estudia

el caso de Brasil. Las autoras analizan el impacto del desarrollo de proyectos de energía renovable en el empleo formal del país, encontrando que los proyectos de energía eólica tienen impactos positivos y significativos en términos de empleo. Los proyectos de energía eólica están asociados a aumentos en el número de empresas del 14,8 %, en el número de empleos del 15,9 % y en los ingresos de los trabajadores del 18,4 %. Los trabajadores más beneficiados son los menores de 45 años y quienes ocupan puestos relacionados con la electricidad, la construcción o el transporte. Como contracara, las autoras no encuentran diferencias significativas al analizar los efectos de los proyectos de energía solar, aunque reconocen que podría deberse a que el número de proyectos incluidos en la muestra estudiada no es lo suficientemente representativo para detectarlas.

De cara al futuro, los escenarios sugieren un importante incremento de los empleos energéticos en la región (AIE, 2023I). Específicamente, en el escenario de compromisos anunciados (APS, por sus siglas en inglés), se espera que los empleos del sector energético en la región aumenten un 15 % para 2030 con relación a los valores de 2022. El informe señala que una parte importante del incremento provendrá del sector de la energía limpia, cuyos empleos pasarán de 3 a 4 millones. El sector de minerales críticos también jugará un rol significativo, especialmente en países donde

abundan, como Chile. Finalmente, incluso el sector fósil verá un incremento moderado del empleo en este periodo, aunque ya en un horizonte de más largo plazo debería disminuir notablemente, conforme las economías se mueven hacia una situación de cero emisiones.

Si bien parece indudable que la transición energética puede traer una importante creación de empleos en la región, para aprovechar las oportunidades que ofrece, deben existir instituciones laborales que favorezcan esa reasignación (ver el recuadro 10.6).

Recuadro 10.6 Políticas laborales para la reasignación del trabajo

La transición energética implica grandes cambios en el mercado laboral, con nuevas demandas de calificaciones y una reconfiguración general de la forma de trabajo. Por tanto, impone el desafío de desarrollar capacidades adecuadas para los nuevos empleos que surjan y adaptar los existentes. En este sentido, la inversión en capacitación y desarrollo de competencias, que cumplan con los nuevos requisitos del mercado laboral, desempeña un papel crítico no solo para permitir la transición verde, sino también para que sea una transición justa que garantice la inclusión social y el trabajo decente.

Abordar el desafío que implica la reconfiguración del mercado laboral requiere la planificación de políticas laborales de reentrenamiento de forma integrada con las políticas y regulaciones ambientales. Si bien estas estrategias pueden variar entre países, en función del contexto nacional y de las prioridades de política, la Organización Internacional del Trabajo identifica ciertos factores clave para avanzar en una transición justa hacia economías ambientalmente sostenibles (OIT, 2019, 2022):

- **Coherencia de políticas.** Las políticas en el mercado laboral deben planificarse en coordinación con las políticas ambientales y climáticas más amplias.
- **Diálogo social.** Es importante la participación conjunta de todos los actores clave: los gobiernos (creando las condiciones e invirtiendo en educación y formación), los empleadores (capacitando a su personal) y las plantillas (participando de forma activa en oportunidades de aprendizaje continuo). Las instituciones educativas y de formación, así como los actores de la sociedad civil, también tendrán un rol importante para ofrecer capacitaciones orientadas a la demanda.
- **Capacidad de anticiparse a la demanda de competencias.** Es importante contar con mecanismos que provean información sobre la oferta y demanda de habilidades requeridas en empleos verdes para evaluar las brechas entre competencias existentes y futuras. Algunos ejemplos de mecanismos institucionales en este ámbito son el Observatorio Nacional de Empleos y Ocupaciones de la Economía Verde de Francia (ONEMEV, por sus siglas en francés) y el Instituto Nacional de Aprendizaje (INA) de Costa Rica.
- **Sistema de entrenamiento y capacitación técnica y vocacional.** Para cerrar las brechas de competencias y mejorar el potencial de las habilidades individuales, hacen falta nuevas políticas en materia educativa y de formación profesional. Es preciso, además, desarrollar nuevos programas nacionales de enseñanza o adaptar los existentes, focalizándolos en las habilidades necesarias en las nuevas ocupaciones.
- **Desarrollo de habilidades blandas.** Además de las habilidades técnicas, específicas de una ocupación, la adquisición de las denominadas habilidades blandas favorece la transición energética justa al mejorar la capacidad de adaptación a los cambios en el entorno laboral.

La transición energética y las oportunidades de desarrollo productivo

Conseguir un crecimiento prolongado y vigoroso debe ser un objetivo prioritario e impostergable de los países de América Latina y el Caribe. Para cumplirlo, es clave lograr ganancias de productividad, lo que además es un aliado ambiental. Una productividad más alta de las empresas se traduce en un mayor producto por unidad de energía, reduciendo el impacto ambiental del crecimiento económico. Más aún, existe la posibilidad de que políticas que mejoren la asignación de recursos entre empresas, incrementen la productividad y a la vez reduzcan la intensidad energética y las emisiones.

Por otra parte, dado el potencial de la región para producir energía limpia, esta nueva transición energética abre una ventana de oportunidades para que la región adquiera competitividad, atraiga inversión extranjera e incremente su inserción internacional.



Dado el potencial de la región para producir energía limpia, esta nueva transición energética abre una ventana de oportunidades para atraer inversión extranjera e incrementar la inserción internacional

La asignación de factores y la relación entre productividad e intensidad energética

Existe evidencia de que el rezago productivo de los países en desarrollo se explica, en parte, porque los insumos para producir no están asignados donde tienen su mayor retorno (Hsieh y Klenow, 2009; Restuccia y Rogerson, 2008). Esta ineficiencia en la asignación puede ocurrir en cualquier factor, incluyendo la energía⁷.

Mejorar la eficiencia en la asignación implica mover recursos desde empresas poco eficientes a otras más eficientes. Esa transferencia permite incrementar la producción de un país y, por ende, reducir su intensidad energética. El potencial del doble bono (productivo y ambiental) a partir de la mejor

asignación de los recursos se fortalece en la medida que las empresas más eficientes en el manejo de capital y el trabajo también lo sean energéticamente, como parece sugerir la evidencia⁸. Por ejemplo, un análisis estadístico para Colombia, basado en la Encuesta Anual Manufacturera, muestra que las empresas más productivas tienen una menor intensidad energética, al igual que las empresas de mayor tamaño (ver cuadro 10.4.). Esto es importante para la región, dado que esta se caracteriza por presentar una gran participación de empresas pequeñas, informales y de baja productividad, lo que, según los resultados, afectaría desfavorablemente a la intensidad energética de la economía⁹.

7 Un estudio sobre Corea del Sur encuentra que distorsiones en el mercado de energía (vinculadas a intervenciones en los precios por parte del gobierno) promovieron asignaciones ineficientes de energía, lo cual, a su vez, afectó negativamente la productividad del sector manufacturero del país entre 2000 y 2014 (Choi, 2020).

8 Ver Yépez et al. (2021) para evidencia a nivel de sectores en Brasil, Chile, México y Perú; y Cantore et al. (2016) para evidencia con base en la Encuesta a Empresas del Banco Mundial (WBES, por sus siglas en inglés).

9 La relación entre el tamaño y la intensidad energética también se analiza en Montalbano y Nenci (2019) con base en la WBES. Los autores encuentran que las microempresas (con menos de 10 trabajadores permanentes) registran, en promedio, una mayor intensidad energética que las otras empresas de la muestra y tienen el mayor grado de heterogeneidad. Las empresas de la categoría media (con un número de trabajadores permanentes en el intervalo 50-250) tienen niveles de intensidad energética comparables con los de las empresas más grandes (más de 250 trabajadores permanentes) y un grado sensiblemente menor de heterogeneidad.



Cuadro 10.4

Productividad y características de la empresa en Colombia

	Intensidad 1	Intensidad 2
Productividad	-0,13 *** (-17,17)	-0,11 *** (-14,8)
Pequeño	-0,05* (-2,16)	-0,04 (-1,78)
Medio	-0,13 *** (-6,89)	-0,09 *** (-4,30)
Grande	-0,06 ** (-2,92)	-0,11 *** (-4,76)
Observaciones	22.231	22.220

Nota: Años 2018 a 2020. Intensidad 1: Energía eléctrica/ valor agregado. Intensidad 2: Gasto de energía total/valor agregado. Empresa pequeña es la que tiene 10 a 20 empleados; mediana, la de 20 a 100 empleados; y grande, la de más de 100 empleados. La productividad se obtiene de la relación del valor agregado y el empleo. Se incluyen efectos fijos de ola de la encuesta y controles según el sector de actividad. Los asteriscos denotan coeficientes estadísticamente significativos con * p < 10 %; ** p < 5 %; *** p < 1 %.

Fuente: Elaboración propia con base en la Encuesta Anual Manufacturera de Colombia 2018-2020 (DANE, 2020).

En esta misma línea, Schutze et al. (2019) documentan que, dada la forma en la que se correlacionan los problemas de asignación de energía y de otros factores en Brasil, remover las distorsiones que inducen a una mala asignación tiene el potencial no solo de incrementar la productividad y, como consecuencia, favorecer el crecimiento económico, sino también de mejorar la eficiencia energética y, por esa vía, reducir las emisiones.



Remover las distorsiones que inducen a una mala asignación de los insumos tiene el potencial de incrementar la productividad y, a la vez, mejorar la eficiencia energética, reduciendo las emisiones

En general, las políticas y distorsiones que dependen del tamaño tienen el potencial de generar problemas de mala asignación. En la región, este problema se asocia de manera muy importante a la informalidad, que ayuda a algunas empresas, típicamente las más pequeñas, a eludir las regulaciones. Ello hace que las políticas y regulaciones tengan, *de facto*, un sesgo por tamaño, con las implicaciones de eficiencia de asignación que ello implica. Así pues, la informalidad productiva es también, un desafío para la transición energética (ver el recuadro 10.7).

El conjunto de la evidencia documentada en este apartado parece respaldar la idea de que promoviendo la eficiencia energética se puede lograr mayor productividad¹⁰ y crecimiento. Recíprocamente, las políticas que promuevan la productividad pueden contribuir de manera importante a lograr el desacople y favorecer la reducción de emisiones energéticas. Así pues, el desarrollo productivo se convierte en un aliado del medio ambiente.

¹⁰ El diseño de la política energética a nivel de empresas puede promover el incremento de la producción como una estrategia para cumplir con las regulaciones ambientales, con impacto bajo en el nivel absoluto de emisiones. Por ejemplo, en el caso de la India, Bansal et al. (2023) muestran que las fábricas intentaron cumplir con el mandato de intensidad energética (energía consumida por unidad de producción) que la regulación imponía aumentando su producción, en lugar de reducir su consumo de energía a través de mejoras tecnológicas.

Recuadro 10.7

Otro desafío para la transición energética: la informalidad productiva

Es conocido que la región de América Latina y el Caribe se caracteriza por tener una gran proporción de empresas pequeñas, que se encuentran al margen de la regulación estatal. Por su naturaleza, las empresas informales quedarían al margen de marcos regulatorios que penalicen las emisiones de CO₂. Más aún, la presencia de regulaciones medioambientales puede favorecer el crecimiento del sector informal, con todas las implicaciones productivas que ello tiene.

En este sentido, Abid et al. (2023) estudian el impacto de los impuestos al carbono en 25 economías de África Subsahariana. Se trata de economías en desarrollo con niveles de informalidad incluso superiores a los observados en América Latina y el Caribe. El artículo muestra que la regulación medioambiental incrementaría la huella de carbono de la economía al fomentar aún más la informalidad y argumenta que los impuestos al carbono tradicionales no serían apropiados para economías con alta informalidad, dado que incentivan a que las firmas formales muevan parte de sus actividades a la informalidad.

Este fenómeno no solo afecta las emisiones de carbono, sino que incluso puede tener un impacto considerable en la emisión de contaminantes del agua y el aire. Bali Swain et al. (2020) muestran que, en países en desarrollo, el sector informal tiene un impacto significativo en la contaminación local tanto del aire como del agua, explicado principalmente por la falta de control sobre sus prácticas. Bali Swain et al. (2020), Brännlund et al. (2017) y Gani (2012) muestran que reducciones en la corrupción, que implican mejoras en la eficiencia del control medioambiental, pueden tener efectos positivos relevantes en la calidad medioambiental y esto es especialmente importante para países con una gran economía informal.

La política productiva y medioambiental deberá entonces internalizar en su diseño la propensión hacia la informalidad que tienen las empresas de la región. El mejoramiento de las capacidades estatales de fiscalización es un ingrediente indispensable del abanico de políticas para la transición energética.

Aprovechando las ventajas naturales: nuevas oportunidades en el contexto de la transición energética

Otro grupo de argumentos que conecta la esfera climática con la productiva tiene que ver con la forma en que los países de la región pueden explotar sus ventajas naturales para ganar competitividad y mejorar su inserción internacional ante la transición energética. En este contexto se analiza el llamado *powershoring* y la potencial inserción en cadenas de valor, así como las nuevas regulaciones de carbono en el comercio internacional, entre ellas los mecanismos de ajuste en frontera y los clubes climáticos.

***Powershoring*: la energía limpia como política de industrialización¹¹**

La última década ha sido testigo de un gran movimiento en las operaciones de producción y distribución global de mercancías como resultado de diferentes factores que están redibujando el mapa de las inversiones directas y las cadenas globales de valor (CGV). Las crisis financieras, los cambios

¹¹ Esta sección está basada en una nota interna desarrollada por Juan Carlos Elorza para el reporte. Además del *powershoring*, otra oportunidad para la región surge de su abundancia de minerales críticos para la transición energética, tema explorado en el capítulo 9.

tecnológicos que eliminaron la ventaja comparativa de la mano de obra barata, la guerra comercial con China, los conflictos bélicos, la pandemia del COVID-19 y la cuarentena global han llevado a una recomposición en los actores de las cadenas de suministro y a la reubicación de plantas de producción para subsanar, reducir o evitar nuevas rupturas de las CGV. Este fenómeno ha sido llamado alternativamente, según su causa o resultado final, *reshoring*, *nearshoring* o *friendshoring* entre otros apelativos (por oposición a *off-shoring* [localización en el exterior]).

Hoy se están sumando con fuerza otros factores determinantes de la reubicación de las inversiones para la producción. Se trata de los estándares de sostenibilidad ambiental y la obligatoriedad de reducir la huella de carbono en los procesos de fabricación y comercialización de mercancías a nivel mundial, en la que juega un rol muy importante el uso de las denominadas energías limpias y renovables.

Esta estrategia de selección de ubicaciones geográficas que ofrecen una amplia disponibilidad de fuentes de energía limpia y sostenible, como la eólica, solar, hidroeléctrica o geotérmica, para producir y evitar las barreras comerciales asociadas con la huella de carbono es el *powershoring*. Es una estrategia empresarial de relocalización productiva basada en la creciente conciencia y demanda de fuentes de energía renovable y sostenible, así como en la búsqueda de formas rentables de producir y consumir la energía, pero respetuosas con el medio ambiente.

El *powershoring* no solo resulta beneficioso para el medio ambiente. También tiene el potencial de mejorar la competitividad de las empresas de la región en la medida que el comercio penalice el contenido de carbono de los productos, como se explica en el apartado siguiente, y que las empresas en la región puedan acceder a energía limpia a precios competitivos. Además, los actuales modelos de producción de energía sostenible contribuyen a la creación de cadenas productivas con empleo local formal y de calidad. Por supuesto, como en cualquier caso de estrategia de relocalización de la producción, este potencial impulsará la creación de empresas y cadenas de valor en sectores variados a condición de que se combinen con políticas públicas propicias

a la inversión extranjera y la transición productiva hacia energías limpias, así como con un entorno institucional favorable.

América Latina y el Caribe tiene una gran oportunidad en el *powershoring*, ya que está bien posicionada desde el punto de vista de la capacidad de generación de energías limpias. Sin embargo, esta ventaja no exime a los países de trabajar en proveer entornos empresariales atractivos para la inversión productiva. En particular, el *powershoring* exige considerar múltiples factores. Entre ellos están la infraestructura de transporte, la capacidad logística, la eficiencia de la cadena de suministro, las regulaciones locales, las condiciones económicas y políticas de los países y la existencia de incentivos gubernamentales. A ello se suman políticas favorables a la producción y consumo de energías renovables, que consideren el uso intensivo de nuevas tecnologías, una oferta suficiente de capital humano e infraestructura de energía limpia bien desarrollada, que permita unir las fuentes de producción con los centros de consumo.



La región está bien posicionada desde el punto de vista de la capacidad de generación de energías limpias, pero esta ventaja no exime a los países de trabajar en proveer entornos empresariales atractivos para la inversión productiva

Por otra parte, el *powershoring* tiene implicaciones socioeconómicas que deben ser tenidas en cuenta. Algunas, como la muy probable reubicación y sustitución de empleos, la transferencia de tecnología y la posible dependencia de las políticas y regulaciones técnicas de otros países o regiones, ya han sido discutidas en el contexto general de la transición energética. Es fundamental considerar cuidadosamente los aspectos económicos, ambientales y sociales a la hora de impulsar la estrategia de *powershoring* en la toma de decisiones empresariales y la adopción de políticas de los países.

Nuevas regulaciones para el comercio de bienes con huella de carbono

Las regulaciones ambientales imponen costos a los países que las aplican, afectando su competitividad. Por ejemplo, un impuesto al carbono aplicado en un país aumenta los costos de la energía de

origen fósil y de la producción de bienes intensivos en ella en comparación con otro país sin impuestos al carbono o con un tributo más bajo. Esto crea incentivos perversos para los países y puede desencadenar efectos no deseados en la localización de las empresas y el nivel de emisiones. El recuadro 10.8 describe un ejemplo de estos costos para el caso del aluminio.

Recuadro 10.8

Mecanismos de ajustes en frontera para el aluminio en Europa

La Unión Europea planea implementar en 2026 su mecanismo de ajuste en frontera (CBAM) para igualar el costo del precio al carbono que se impone a los productores locales con el costo implícito de ciertos productos en el país de procedencia. Este CBAM actuaría como una tarifa a las importaciones. Su implementación se hará de forma progresiva, comenzando en 2026, para intensificarlo progresivamente hasta 2034.

Para mostrar los potenciales efectos de la implementación de dicho mecanismo, se usa el ejemplo del aluminio. De acuerdo con un informe elaborado por el banco ING (2023), un primer efecto será un potencial aumento de los precios sufrido por los consumidores europeos. Adicionalmente, se espera que exista un efecto negativo en los flujos comerciales de importaciones y exportaciones. En tercer lugar, y este es quizá un punto lógico, pero central del análisis, el informe reconoce que no todos los países ni todos los sectores se verán afectados de la misma manera.

En la industria del aluminio, una primera gran diferencia pasa por las adhesiones actuales a las regulaciones. Países como Noruega, Islandia (primer y tercer proveedores de aluminio de la UE, respectivamente), Liechtestein y Suiza no se verán afectados por la implementación del CBAM al estar ya inmersos en el sistema de comercio de los derechos de emisión (ETS, por sus siglas en inglés) de la Unión Europea. Diferente es el caso de China, en donde se espera que los flujos de aluminio y de otros productos exportables caigan tras la implementación del CBAM (Chen, 2023). El costo de los productos de aluminio chinos podría incrementarse en el margen un 17 %, lo que lógicamente los volvería menos competitivos. Sin embargo, el reporte también reconoce la posibilidad de que este país implemente políticas para fortalecer en el corto o mediano plazo su ETS, logrando acercarse a los requisitos propuestos por la UE.

El caso de India parece ser aún más complejo. Este país no cuenta con impuestos al carbono ni con un ETS institucionalizado. La brecha respecto a los requisitos de la UE parece ser aún mayor, sumado al hecho de que la producción de aluminio indio trae consigo la mayor intensidad de emisiones del mundo en lo que a este sector respecta. El costo de importación de los productos de aluminio de India podría tener aparejado un aumento de hasta un 40 % tras la implementación del CBAM.

Fuente: Elaboración propia con base en ING (2023).

Teniendo en cuenta este problema, algunos países comenzaron a implementar mecanismos para evitar la pérdida de competitividad de sus empresas por cumplir con regulaciones ambientales más exigentes o la localización estratégica de empresas en países con regulación ambiental más laxa, sin reducir sus niveles de emisiones. La contracara de estos instrumentos es que otorga más competitividad a las empresas ubicadas en países con energía limpia que las de países con energía fósil, promoviendo el *powershoring*.

Un primer instrumento en esta línea es el mecanismo de ajuste en la frontera por contenido de carbono (CBAM, por sus siglas en inglés) que se está discutiendo en la Unión Europea (UE). Este instrumento exige pagar por los bienes importados un monto similar al que habrían abonado por emisiones de GEI si se hubiesen producido en un país miembro. Estos ajustes en frontera pueden ser para todos los sectores o para sectores determinados, por ejemplo, los de uso más intensivo de energía, como el aluminio, el acero o los fertilizantes (Banco Mundial, 2022).

Un segundo instrumento en debate es el del club climático (*climate club*). En teoría, este consiste en una asociación de Estados con un nivel de ambición similar en materia de política climática, que se agrupan para definir acciones y políticas internas y utilizan la política comercial para penalizar a los países no miembros por tener regulaciones ambientales menos ambiciosas (Nordhaus, 2015), es decir, usan la política comercial como herramienta de penalización. A diferencia del Acuerdo de París, buscan uniformar las políticas climáticas de los miembros e imponer sanciones a los no participantes. Para que funcione un instrumento de este estilo se precisa una masa crítica de miembros con peso en el comercio internacional, que genere los incentivos necesarios para pertenecer al club.

Otro instrumento en discusión son los estándares de contenido de carbono en los productos. Sin embargo, los elevados costos de implementación, relacionados, entre otras cosas, con la necesidad de desarrollar metodologías para la contabilización y certificación del carbono, llevaron a la baja o nula implementación de esta iniciativa.

Instrumentos transversales para la transición energética

En este reporte se han discutido políticas e iniciativas específicas, bien sea en el ámbito de la oferta de energía (capítulos 3, 4 y 5), bien en el ámbito de la demanda de energía (capítulo 6, 7 y 8). Existen

también algunos instrumentos más de carácter transversal, que son clave para favorecer una transición energética justa y que se exponen en este apartado.

Financiamiento verde e importancia de las taxonomías verdes

Si bien es difícil conocer los montos de inversión necesarios para avanzar en la transición energética de manera consistente con los compromisos asumidos, se espera que estos sean significativos. El capítulo 1 de este reporte plantea que las necesidades de financiamiento para inversión en adaptación y mitigación del cambio climático a nivel mundial rondan el 1,3 % del PIB al año hasta 2050, de los cuales el 75 % se concentra en el sector de

generación y distribución de energía (ETC, 2023a). Las pocas estimaciones para la región dan cuenta de necesidades de inversión importantes (ver el recuadro 10.9).

Recuadro 10.9

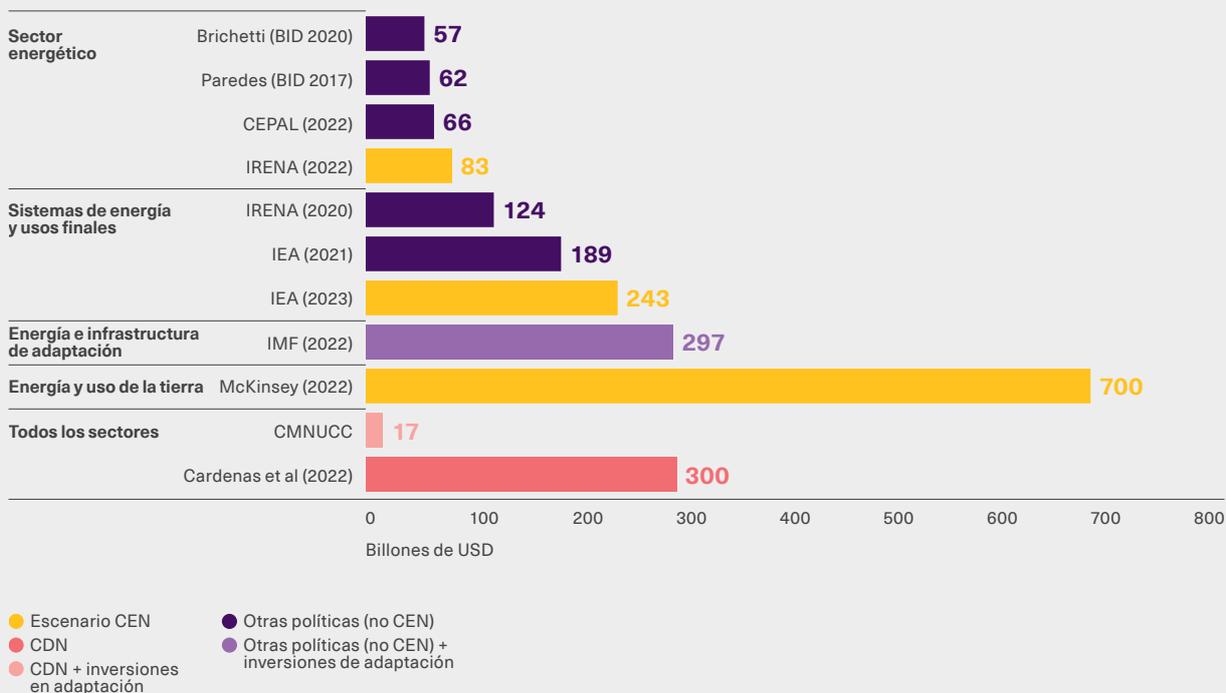
Necesidades de financiamiento en América Latina y el Caribe

Palacios y Guzmán (2023) presentan mediciones consolidadas de las necesidades de financiamiento para la estrategia climática en la región. Los autores destacan el amplio rango que existe en virtud del alcance (sectores), de los objetivos (mitigación vs. mitigación más adaptación) y de los escenarios considerados.

Algunos estudios que se enfocan en las necesidades para los sistemas energéticos encuentran valores que varían entre USD 57.000 millones y USD 83.000 millones anuales. Otros, que además incorporan las necesidades de financiamiento de los usuarios finales encuentran cifras que pueden variar entre USD 124.000 millones y USD 243.000 millones al año (ver el gráfico 1).

Gráfico 1

Estimaciones de las necesidades de inversión anual en la transición energética de América Latina y el Caribe (billones de dólares)

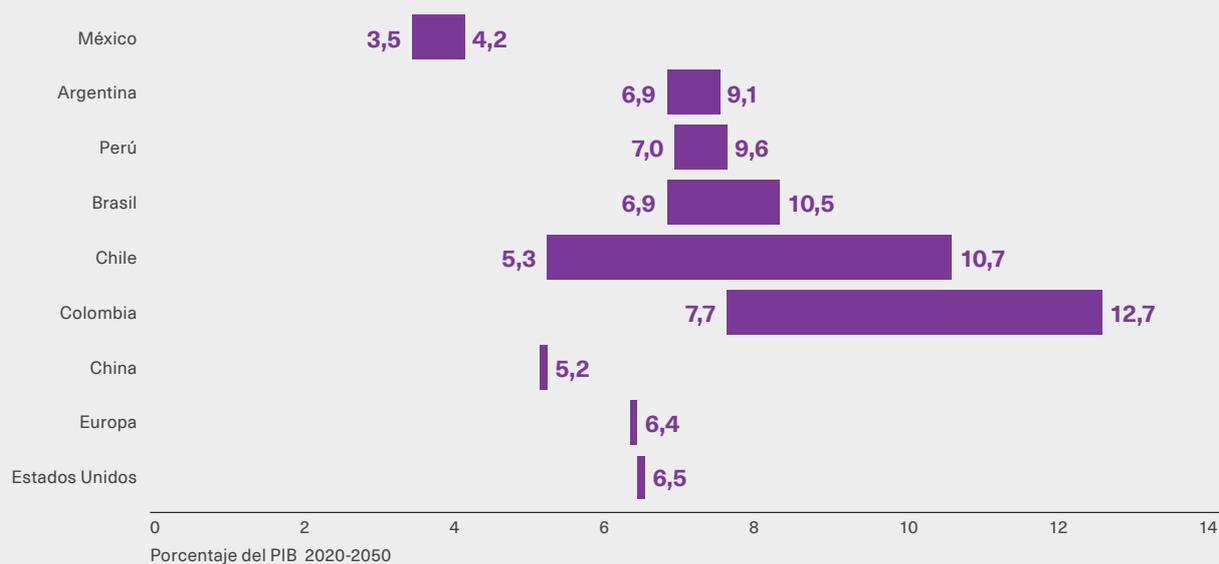


Fuente: Palacios y Guzmán (2023).

El estudio de Cárdenas y Orozco (2022), por su parte, presenta estimaciones para alcanzar los objetivos planteados en los CDN en seis países de la región. Los cálculos se basan en dos modelos diferentes y, por lo tanto, generan un rango para cada país de la región. Los autores encuentran estimaciones que van en promedio desde el 7 % al 11 % del PIB por año, superiores a los montos requeridos en el mundo desarrollado, que son en torno al 6,5 %.

Gráfico 2

Gasto necesario para lograr las metas de las contribuciones determinadas a nivel nacional



Nota: Las barras del gráfico representan rangos estimados de inversión para cada país o región.

Fuente: Cárdenas y Orozco (2022).

Los autores señalan que las mayores necesidades de financiamiento en la región se deben a los menores niveles de producto y productividad de sus economías, a las necesidades de crecer más rápidamente, lo que exige mayores esfuerzos de mitigación, y a la presencia de importantes costos de reasignación de activos desde industrias fósiles.

Como se discute al inicio del capítulo, esta transición energética debe ser justa y el financiamiento verde puede ser una herramienta que ayude a lograrlo. Los países desarrollados que consiguieron este estatus con una estrategia de crecimiento más intensiva en emisiones pueden destinar recursos para ayudar a que los países en desarrollo adopten estrategias que permitan cerrar la brecha de ingreso por habitante entre ambos y, al mismo tiempo, disminuir las cantidades de GEI liberados.

Al analizar la evolución del financiamiento climático¹² en América Latina y el Caribe entre 2013 y 2020, se observa que este fluctuó entre los USD 14.770 millones de 2016 y los USD 22.911 millones de 2020 (Schneider, 2023). En ese período se ha dado un incremento de la participación en el financiamiento de los bancos multilaterales de desarrollo, los bonos verdes y los fondos climáticos y una caída de la proveniente de los bancos nacionales de desarrollo¹³. El recuadro 10.10 discute algunas iniciativas de financiamiento para la transición energética de CAF —banco de desarrollo de América Latina y el Caribe.

12 Esto incluye todo el financiamiento climático y no solo el relacionado con el sector energético.

13 Para mayor detalle, ver Schneider et al. (2023).

Recuadro 10.10

Financiando la transición justa

CAF tiene y ha tenido una larga tradición de involucramiento en el financiamiento de proyectos orientados a asegurar una transición justa en la región. Más allá de su participación en proyectos icónicos, como el Metro de San Pablo, el Metro de Quito o el Gasoducto Néstor Kirchner en Argentina, este banco de desarrollo ha tenido un rol protagónico en el financiamiento de proyectos específicos de generación de energía renovable. La composición de la cartera de proyectos en ese ámbito y sus resultados han sido analizados en un trabajo realizado por Paniagua (2023).

Entre 2014 y 2023, CAF financió 11 proyectos de ese tipo por un monto total de USD 347 millones en Argentina, Brasil, Chile, Ecuador, Perú y Uruguay. Estos consistieron en la construcción, puesta en marcha y mantenimiento de 6 parques eólicos, 26 plantas solares y 2 centrales hidroeléctricas, que aportarían 2.850 GWh de generación de energía eléctrica por año^a, lo que equivale a abastecer de energía a un total de 1.101.980 familias.

Se estima que, desde el comienzo de sus operaciones hasta 2022, esta generación de energía proveniente de fuentes renovables redujo las emisiones de GEI en un total de casi 4 millones de toneladas de CO₂ equivalente (tCO₂eq). Ese último año, la reducción de emisiones de GEI por estos proyectos ascendió a casi un millón de tCO₂eq, un 1,1 % del total de emisiones de CO₂eq atribuibles a la generación de energía eléctrica conectada a la red de estos cinco países.

Algunos proyectos destacables son, en Argentina, el parque solar Cafayate y los parques eólicos Villalonga y Chubut del Norte; en Brasil, el financiamiento del parque solar Chico Mendes; en Chile, el parque solar fotovoltaico en Atacama; en Ecuador, la central hidroeléctrica en DUE Hidroalto; en Perú, los parques eólicos Marcona, Tres Hermanas, Huambos y Dunas y la central hidroeléctrica La Virgen; y en Uruguay, el parque eólico Artilleros Rouar.

a. El cálculo no contempla los aportes de la planta solar Chico Mendes en Brasil y de 23 paneles solares de Chile.

Fuente: Paniagua (2023).

El Reporte de Economía y Desarrollo de 2023 (Brasiolo et al., 2023) discute cinco puntos centrales relacionados con el financiamiento climático internacional. Un primer punto es que los flujos de recursos disponibles para financiamiento verde, teniendo en cuenta las distintas fuentes públicas y privadas, suelen ser de un orden de magnitud inferior a las necesidades de inversión, lo que demanda acciones para canalizar mayores recursos.

Otro punto esencial se relaciona con la estrategia óptima de las iniciativas a financiar. Los acreedores tienen incentivos para financiar actividades de mitigación, ya que estas generan un flujo de ingresos y son de más fácil verificación, a diferencia de las actividades de adaptación, donde no se obtiene este flujo y

es más difícil observar las acciones y resultados de las políticas adoptadas. Esto puede conducir a que los proyectos efectivamente financiados no sean los óptimos si se considera la reducción de emisiones y la preservación de la biodiversidad.

El tercer punto que se plantea es que los fondos multilaterales climáticos pueden ayudar a canalizar financiamiento hacia actividades verdes al aumentar la visibilidad de los aportes de cada país a las metas climáticas, además de contribuir a que un monto más elevado de los fondos tome la forma de transferencias no reembolsables en vez de préstamos. Esto permite a los países en desarrollo atender los objetivos climáticos sin sacrificar fondos disponibles para otras metas de desarrollo.

Un cuarto punto es que incrementar y mejorar los métodos para calcular las necesidades de financiamiento a fin de alcanzar los objetivos climáticos puede ayudar a dimensionar el desafío al cual se enfrenta el mundo y promover la asignación de fondos para mitigación, adaptación y daños y pérdidas.

Finalmente, el reporte señala la necesidad de aumentar la transparencia sobre los montos destinados a los proyectos climáticos. En este sentido, el desarrollo de taxonomías verdes claras y una mejora en los métodos de reporte y clasificación de los proyectos verdes podrían ayudar a aumentar la transparencia y alcanzar criterios más homogéneos entre países.

Una taxonomía verde es una herramienta de clasificación de actividades económicas o activos financieros que contribuyen al logro de objetivos ambientales. Sirve para ayudar a inversores y actores financieros a determinar qué inversiones son ambientalmente sostenibles y, por lo tanto, cumplen con la designación “verde”. Para ello, se basan en determinados criterios, que suelen incluir la reducción de emisiones de GEI, el uso eficiente de los recursos, la protección de la biodiversidad y la promoción de la economía circular, entre otros.

La principal utilidad de las taxonomías es que permiten crear un lenguaje común para las finanzas en este ámbito y dan una señal clara a los inversionistas y actores del sector público y privado acerca de qué es una inversión verde. De este modo, contribuyen a mejorar la fiabilidad y la comparabilidad de la información, evitando el llamado ecoblanqueo (*greenwashing*), fundamental para movilizar recursos hacia inversiones ambientales consistentes con el desarrollo sostenible. Asimismo, facilitan la creación de marcos regulatorios que promueven la inversión y el desarrollo de actividades sostenibles y contribuyen al desarrollo de políticas alineadas con los objetivos de sostenibilidad y reducción de las emisiones.

●● Una taxonomía verde permite crear un lenguaje común para las finanzas y dar una señal clara a los inversionistas y actores del sector público y privado acerca de qué es una inversión verde

Existen en la actualidad numerosas iniciativas a nivel global de taxonomías o clasificaciones verdes. Una de ellas es la de CAF, que identifica negocios verdes en diez sectores estratégicos y establece los criterios e indicadores que deben cumplirse para avanzar hacia negocios más verdes (Gómez García et al., 2022). Por su parte, la taxonomía de la Iniciativa de Bonos Climáticos (CBI, por sus siglas en inglés), lanzada en 2014, sirve como guía en el desarrollo de criterios de certificación para sectores y actividades en la economía global.

Existen también taxonomías nacionales que son establecidas por normativa o legislación de los países y que se crean fundamentalmente para contar con sistemas de clasificación verde alineados a las circunstancias locales de cada uno. El caso pionero es el de China, cuya taxonomía fue lanzada en 2015 y actualizada en 2020, consistente fundamentalmente en un catálogo de proyectos para bonos verdes. La Unión Europea, por su parte, desarrolló una taxonomía que comenzó a aplicarse en 2020 y constituye la principal base sobre la que asientan varias de las iniciativas llevadas a cabo o que están en proceso de desarrollo en diferentes países. Esta taxonomía consiste en un sistema de clasificación de las actividades económicas (y no de productos financieros) que son consideradas medioambientalmente sustentables¹⁴. En América Latina y el Caribe, Brasil fue el primer país en contar con una clasificación verde propia en 2015, al que se suman en la actualidad Colombia y México (desde 2022 y 2023, respectivamente) y varios países que se encuentran en proceso de elaborarla (por ejemplo, Argentina, Chile, Perú y República Dominicana¹⁵).

14 Otros países que cuentan con taxonomías verdes son Canadá, Francia, Japón y Países Bajos.

15 Argentina, en el marco de la Mesa Técnica de Finanzas Sostenibles, presentó un proyecto para la construcción de una hoja de ruta para el desarrollo de una taxonomía de finanzas sostenibles, con el apoyo del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD). Chile publicó en 2021 la Hoja de Ruta para una Taxonomía, que es una guía para el desarrollo por el gobierno de una taxonomía verde, con el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y CBI. En República Dominicana, la Superintendencia del Mercado de Valores lanzó el proyecto “Taxonomía verde en la República Dominicana”. En Perú, el Ministerio del Ambiente se encuentra desarrollando un sistema de clasificación de actividades económicas verdes.

En términos generales, todas estas taxonomías definen objetivos ambientales y establecen sectores, subsectores y actividades económicas que cumplen con ellos. Asimismo, se fijan los criterios y umbrales que debe satisfacer cada actividad para ser considerada ambientalmente sustentable. Las principales diferencias entre taxonomías provienen de los sectores que cada una abarca y, dentro de determinados sectores, los criterios de elegibilidad de las actividades “verdes”¹⁶. Una misma taxonomía puede ser revisada o actualizada con el tiempo, por ejemplo, para incluir actividades no contempladas hasta ese momento, puesto que no son instrumentos estáticos (ver el apéndice del capítulo disponible en línea)¹⁷.

Grandes diferencias entre taxonomías pueden afectar su comparabilidad e interoperabilidad, con

la consecuente dificultad en la canalización del flujo de capitales verdes internacionales. En este sentido, surge la necesidad de crear y coordinar un marco común, que establezca principios y armonice criterios para el desarrollo de taxonomías nacionales o regionales. En los últimos años ha habido avances en esta dirección. Por ejemplo, la Plataforma Internacional de Finanzas Sustentables (IPSF) desarrolló en 2021 una “Taxonomía base” (Common Ground Taxonom [CGT]), que destaca los puntos en común y diferencias de enfoques entre las taxonomías de la Unión Europea y China. Por su parte, en América Latina y el Caribe se ha publicado el Marco Común de Taxonomías Financieras Sostenibles, que establece principios rectores como guía para orientar a los países que estén en proceso de desarrollar taxonomías verdes.

Mercados de carbono e impuestos al carbono

Lo primero que vale la pena preguntarse es ¿por qué se necesitan estos mercados de carbono o impuestos al carbono? La respuesta viene dada por el hecho de que la emisión de GEI genera una externalidad negativa para el resto del planeta, ya que estos gases se propagan en la atmósfera contribuyendo al calentamiento global y en algunos casos generan partículas con efectos negativos en otras dimensiones del bienestar. En la literatura económica, la solución tradicional para este tipo de problemas ha sido establecer un impuesto que refleje el costo social de la externalidad. Los impuestos al carbono, los precios al carbono o los mercados de compensación cumplen el objetivo de poner un precio a la externalidad generada. Sin embargo, calcular este impuesto o precio y hacer cumplir la regulación es una tarea muy complicada y, de ahí, el diferente grado de avance y la dispersión de precios al carbono en los distintos países¹⁸.



Los impuestos al carbono, los precios al carbono o los mercados de compensación cumplen el objetivo de poner un precio a la externalidad generada por las emisiones de GEI

Adicionalmente, las erogaciones que implican cumplir con la regulación ambiental pasan a formar parte de la estructura de costos de la empresa, afectando la localización de la producción. También afectan a los volúmenes y precios de venta de los productos, lo que hace necesario alcanzar cierto grado de acuerdo internacional si se quiere evitar que las empresas o países incurran en comportamientos oportunistas en cuanto a los objetivos ambientales. Instrumentos como los clubes climáticos o los mecanismos de ajuste en frontera, discutidos

16 Por ejemplo, las taxonomías de Colombia y la UE incluyen actividades para las industrias del cemento, el aluminio y el acero; otras, como la de Francia y Países Bajos, no, mientras que la taxonomía de la CBI las incluye bajo revisión.

17 Por ejemplo, en su fase inicial la taxonomía de la UE no incluía actividades relacionadas con la energía nuclear y el gas en la lista de actividades económicas medioambientalmente sostenibles. En la actualidad, la Comisión Europea ha resuelto modificar la regulación de la taxonomía para incluir ambas fuentes, al considerarlas necesarias en la transición hacia la descarbonización de la economía.

18 La dificultad proviene de distintos elementos, entre los que se pueden destacar los siguientes: la incertidumbre en los niveles de producción y el conjunto de sucesos que ocurrirán en la economía; el componente dinámico del problema de las emisiones, lo que obliga a considerar no sólo las generaciones presentes, sino también las futuras y escoger un valor de descuento para este tipo de problemas; y el impacto que tiene el stock de carbono actual en la producción y en la productividad de la economía, así como cuánto se añade al stock de carbono en la atmósfera.

anteriormente, son iniciativas que buscan este consenso internacional con el fin de penalizar ese tipo de comportamientos.

Los mercados de carbono, siguiendo la definición de las Naciones Unidas (PNUD, 2022), son sistemas comerciales donde se negocian créditos de carbono. Distintos agentes económicos, como empresas o familias, pueden compensar sus emisiones a través de la adquisición de créditos de carbono ofrecidos por otros agentes que eliminan o reducen las emisiones de GEI. Una vez utilizado este crédito, no es factible negociarlo nuevamente. Estos mercados de carbono pueden ser de dos tipos: regulados, donde las empresas y entidades compran créditos para cumplir con regulaciones nacionales o internacionales, o voluntarios, donde las empresas y entidades compran créditos de manera facultativa (PNUD, 2022). En el primer caso, el Estado asigna el acervo de permisos de emisiones en función de sus objetivos de mitigación, mientras que en el caso voluntario la oferta procede de actores privados o gobiernos que desarrollan proyectos de reducción o eliminación de carbono, que son los oferentes de los créditos, mientras que la demanda viene de actores particulares que desean reducir su huella de carbono. Los mercados de compensación nacionales suelen estar estrechamente ligados a los esquemas de precios de carbono, en los que se permite sustituir el pago del impuesto al carbono por la compra de créditos al carbono¹⁹.

Una forma de mercado de cumplimiento son los regímenes de comercio de derechos de emisión (RCDE)²⁰. En estos mercados, se asignan permisos de emisiones, por ejemplo, bajo un sistema de comercio de emisiones (conocido por su denominación en inglés, *cap and trade*). Las empresas o países que se excedan en sus niveles de emisiones de carbono deberán adquirir créditos de otras empresas que no hayan utilizado los suyos, es decir se comercian los permisos de emisiones. El precio de los permisos surgirá de su oferta y demanda.

Los impuestos al carbono, por su parte, fijan un precio a la emisión de CO₂ y otros GEI. El gobierno fija un precio a la tonelada de CO₂ equivalente, y las cantidades de emisiones se ajustan en función de este precio. Además de asignar el costo social a las emisiones de GEI, estos impuestos proporcionan ingresos fiscales que pueden servir para financiar proyectos necesarios para la transición energética. Bajo ciertas condiciones, los precios por tonelada de carbono y las cantidades emitidas de CO₂ equivalente bajo regímenes de cumplimiento, como los discutidos anteriormente, son idénticos a los generados en un régimen de impuestos al carbono.

Dentro de las ventajas de los mercados de carbono se encuentra que el precio es determinado por el mercado, mientras que el impuesto al carbono requiere de procesos administrativos para cambiar su monto. Esto puede brindar a los mercados de carbono más flexibilidad para ajustarse a las situaciones particulares de la economía. Por otra parte, a nivel de cooperación internacional, los impuestos al carbono requerirían una unificación global del precio por tonelada de CO₂ equivalente o mecanismos de ajuste en frontera para evitar lo que se denomina fugas de carbono²¹, mientras que si estas fugas ocurrieran en mercados de carbono llevarían a un incremento en el precio por la mayor demanda de permisos de emisión.

Finalmente, en los mercados de carbono existe una mayor volatilidad en los precios al carbono, pues estos se determinan por la oferta y demanda, a diferencia de los impuestos al carbono, que son fijados por el gobierno, y, como se mencionó, requiere procedimientos administrativos para hacerlo.

19 Para mayor detalle, ver el capítulo 4 del RED 2023 (Brassiolo et al., 2023).

20 Existen distintas formas de distribuir estos permisos de emisión, algunos de los cuales (por ejemplo, las subastas) otorgan la posibilidad al gobierno de generar ingresos fiscales a partir de ellos.

21 Estas se refieren a emisiones de empresas que migran su producción desde países con regulaciones estrictas a otros donde son más permisivas (fabricando y contaminando en cantidades similares), de manera que ya no cuentan para el país inicial sino para el país de acogida.



Captura, uso y almacenamiento de carbono (CUAC)

Incluso en los escenarios de cero emisiones netas, la completa descarbonización de las economías no está planteada al menos hasta mediados del siglo XXI (capítulo 1). La presencia de sectores de difícil descarbonización (ver los capítulos 6 y 8) o la necesidad de utilizar centrales térmicas como respaldo de los sistemas eléctricos son algunas de las razones (ver el capítulo 4). Esto pone de manifiesto la necesidad de avanzar en el desarrollo de las tecnologías de captura, uso y almacenamiento de carbono para eliminar las emisiones asociadas a los combustibles fósiles que se sigan utilizando. Sin embargo, los incentivos de penetración de estas tecnologías estarán condicionados por el costo que se asigne a las emisiones de GEI.

El proceso natural de captura, uso y almacenamiento de carbono (CUAC) se da a través de la expansión de la cobertura forestal (por ejemplo, la reforestación o la aforestación). Si, por otro lado, los nuevos cultivos se planifican para la conservación de la biodiversidad, se produce un doble beneficio (Pörtner et al., 2021)²².

En la medida que no se logra la recuperación del carbono por la vía natural, las soluciones tecnológicas que se han venido desarrollando pueden tener un espacio en el conjunto de medidas de mitigación. La cadena de valor de la CUAC tiene tres eslabones clave, no necesariamente integrados, que son (i) la captura de carbono, (ii) el transporte del CO₂ capturado a los sitios de almacenamiento, y (iii) el uso alternativo del CO₂ o su almacenamiento. Las opciones para reducir las cantidades de carbono liberadas y que llegan a la atmósfera son amplias.

Dentro de las opciones tecnológicas de CUAC, las aplicaciones con mayor desarrollo se dan en los sectores eléctrico e industrial. En la fase de captura, existen dos tipos de tecnología, la que capta emisiones directamente en el lugar de emisión (un lugar físico, como una fábrica o una planta generadora térmica) y las que capturan emisiones del aire (*direct air capture*

[DAC]), provenientes de distintas fuentes fijas o móviles. Esta última tecnología es más costosa, dado que insume más energía y tiene mayores costos para una captura determinada.

El reacondicionamiento de generadores a gas natural con CUAC aporta al sistema una fuente de generación firme, con menos emisiones que una planta convencional. También se han desarrollado tecnologías de captura en la refinación de petróleo, el procesamiento de gas natural licuado y para la producción de fertilizantes. Además, se está avanzando en proyectos de captura de carbono en la producción de cemento, acero y otras actividades industriales.



La completa descarbonización de las economías no está planteada al menos hasta mediados del siglo XXI. Esto pone de manifiesto la necesidad de avanzar en el desarrollo de las tecnologías de captura, uso y almacenamiento de carbono

La CUAC industrial está en pleno desarrollo y permitirá retener entre el 90 % y el 99 % de las emisiones de CO₂ en una planta (según estimaciones presentadas en Paltsev et al., 2021). Por otro lado, esta actividad posibilitaría recuperar una parte del valor de los activos energéticos con riesgo de abandono en los procesos de transición, dado que su efecto negativo sobre el clima sería menor (Clark y Herzog, 2014; IPCC, 2005). Finalmente, en el sector eléctrico se han producido avances en tecnologías de bioenergía con captura y almacenamiento de carbono (BECCS, por sus siglas en inglés), que aportan emisiones negativas.

Para que estas tecnologías sean viables económicamente, hace falta que los inversores perciban que esa actividad tiene una valorización y esta refleje los costos ambientales en el futuro. Por ejemplo, se

²² Existen varias opciones intermedias para la captura de CO₂, como la meteorización mejorada (estimulación del proceso de degradación de rocas y liberación de cationes para mejorar la captura de CO₂), prácticas mejoradas para captura de CO₂ en el suelo (cambios en el uso de la tierra que mejoran la absorción de gases) y la fertilización oceánica (para estimular la captura de CO₂). Ver detalles en Terlouw et al. (2021).

estima que la CUAC es viable en sectores como el cemento, el hierro, el acero y la generación de energía a USD 100/tCO₂ (AIE, 2021d), pero la implementación a nivel de países es variada²³.

Hasta el año 2022, la capacidad de captura de los proyectos de CUAC operativos y en ejecución en

los sectores eléctrico, industrial y de transformación alcanzó los 45 millones de toneladas de CO₂ (MtCO₂) por año, con expectativas para 2030 de 383 MtCO₂ entre proyectos operativos, en desarrollo y en factibilidad, muy por debajo de los 1.176 MtCO₂ que corresponderían en un escenario de carbono neto cero (AIE, 2023d).

Economía circular

La transición hacia una economía baja en carbono requiere necesariamente transformar el paradigma de desarrollo dominante hacia uno que sea compatible con el objetivo conjunto de desarrollo económico, sostenible e inclusivo.

En este sentido, la economía circular (EC) busca reemplazar el modelo actual de economía lineal, que consiste en la extracción, producción, consumo y desperdicio, por un modelo circular en el que un flujo de residuos reingrese al sistema productivo para ser utilizado como recurso. De este modo, la EC permite incrementar la eficiencia en el uso de los recursos naturales, contribuyendo, de este modo, al equilibrio entre economía, medio ambiente y sociedad (Ghisellini et al., 2016) y, por ende, desempeñando un rol fundamental para la transición energética.

La economía circular es un enfoque sistémico de los procesos industriales y la actividad económica, que permite que los recursos mantengan su máximo valor durante el mayor tiempo posible (UN Environment, 2019).

La EC se fundamenta en una serie de pilares que representan estrategias a desarrollar en los procesos de producción, distribución y consumo para lograr un sistema eficiente en la gestión de recursos (ver la figura 10.1). Si bien en la actualidad su implementación se concentra principalmente en las actividades

de reducir, reutilizar y reciclar (enfoque de las 3R), se aprecian a nivel mundial significativos avances en la adopción de otras estrategias, como rechazar y repensar, en las que la educación ambiental y de sostenibilidad es crucial.



La economía circular permite incrementar la eficiencia en el uso de los recursos naturales, contribuyendo, de este modo, al equilibrio entre economía, medio ambiente y sociedad

La EC puede considerarse como un objetivo intermedio para la consecución del objetivo final del desacople (concepto abordado en el capítulo 2), dado que consiste en el rediseño de productos y procesos para maximizar el valor de los recursos en la economía a fin de desvincular el crecimiento económico de las presiones ambientales derivadas del consumo de insumos y las emisiones (Ghisellini et al., 2016)²⁴.

El uso de los recursos está íntimamente relacionado con las tecnologías y políticas energéticas. Así, por ejemplo, la reutilización de materiales en la fabricación de tecnologías renovables, como paneles solares y turbinas eólicas, muestra cómo la economía circular puede impulsar la sostenibilidad en la producción de

23 Estudios recientes (Wilberforce et al., 2021) indican que la práctica de captura de carbono en la generación eléctrica de ciclo combinado puede incrementar los costos en el rango de USD 10 a USD 20 por MWh cuando la captura está acompañada de procesos de reutilización del carbono y en el rango de USD 10 a USD 30 por MWh cuando la captura está acompañada de almacenamiento.

24 No obstante, existe en la literatura una discusión acerca del grado en que es posible alcanzar un desacople absoluto mediante las estrategias de economía circular. Esto se debe a la presencia del denominado "efecto rebote", es decir, el hecho de que las estrategias ecoeficientes implementadas a nivel micro, que incrementan la productividad de los recursos, pueden no traducirse en una reducción en el uso de recursos, sino en un aumento. Si estas estrategias no consiguen disminuir el uso de recursos, lograr la sostenibilidad implicaría necesariamente un descenso general de la actividad económica a nivel macro (Figge et al., 2014).

energía. Por otro lado, la EC puede ser una herramienta estratégica para abordar la provisión de minerales críticos necesarios para la transición energética (ver el recuadro 10.11).

El desarrollo de una EC requiere de políticas sólidas para contabilizar y gestionar los recursos de manera eficiente. Muchos gobiernos han implementado políticas que abordan diferentes aspectos de la economía circular²⁵. Algunas de ellas han tendido a encarar el problema de los residuos a través del reciclaje y la recuperación de recursos; otras se han centrado en el diseño y fabricación ecológica de productos o se han orientado a generar un cambio de comportamiento para limitar la cantidad de desechos producidos,

por citar algunas (UN Environment, 2019). El recuadro 10.11 presenta ejemplos de políticas desarrolladas para promover la EC.

Adoptar estas u otras medidas concretas para avanzar hacia una economía circular constituye una necesidad en el contexto de la transición energética. Esto se debe a que la transición requiere no solo innovación tecnológica, sino también cambios en los modelos de negocio, patrones de producción más limpios y la responsabilidad y conciencia social sobre la importancia de cerrar los ciclos de vida de los productos. En el contexto de la transición energética, la circularidad también puede contribuir con el tema de los minerales críticos, un desafío para la transición energética.

Figura 10.1
Marco conceptual de la economía circular

Economía circular	Uso más inteligente de productos	R0. Rechazar	Hacer redundante un producto abandonando su función u ofreciendo igual función con otro producto.
		R1. Repensar	Uso más intensivo de un producto (ej: uso compartido)
		R2. Reducir	Menor consumo de recursos naturales en la producción o uso de un bien
Economía lineal	Extensión de la vida útil de un producto y sus partes	R3. Reusar	Reutilización de un bien desechado por otro consumidor aunque se encuentra en buen estado
		R4. Reparar	Reparación y mantenimiento de un producto defectuoso para ser utilizado con su función original
		R5. Restaurar	Restauración y actualización de un producto antiguo
		R6. Remanufacturar	Uso de las partes de un producto defectuoso para la fabricación de un nuevo producto con igual función
		R7. Reasignar	Uso de las partes de un producto defectuoso para un nuevo producto con otra función
Economía lineal	Aplicación útil de materiales	R8. Reciclar	Conversión de residuos en nuevos productos o materia prima
		R9. Recuperar	Incineración de materiales con recuperación de energía

Fuente: Elaboración propia con base en Kirchherr et al. (2017).

25 Por ejemplo, Dinamarca posee una legislación que prohíbe enviar a los basureros los residuos que pudieran ser reciclados y la Directiva sobre Residuos de Equipos Eléctricos y Electrónicos de la Unión Europea aborda la gestión de residuos provenientes de dichos equipos.

Recuadro 10.11

La economía circular y los minerales críticos

La construcción de un mundo con cero emisiones netas depende de la energía renovable y el reemplazo progresivo de las fuentes de energía tradicionales. Para ello, se necesitarán baterías y otros equipos, cuya producción depende de minerales que tienen su explotación centralizada en pocos países. Para enfrentar este desafío, la economía circular será la mejor solución.

Hund et al. (2023) estiman que se requieren más de 3.000 millones de toneladas de minerales para satisfacer las demandas de producción y almacenamiento de energía en un escenario que limite el aumento de la temperatura a 2 °C para 2050. Esto representa un aumento de hasta casi el 500 % respecto a los niveles actuales en la demanda de algunos minerales, como el litio, el grafito y el cobalto, utilizados en tecnologías de almacenamiento energético. Otras estimaciones sitúan la demanda de recursos como el indio para 2050 en más de 12 veces los niveles de producción actuales.

El rediseño de productos junto con la reutilización, el reciclaje y el reaprovechamiento de estos recursos puede aliviar la presión sobre los suministros de materias primas para satisfacer la demanda. Existen estimaciones que sugieren que el reciclaje tiene el potencial de cubrir el 20 % de la demanda de estos minerales críticos en las próximas tres décadas (Simas et al., 2022). Por otra parte, se desea la implementación de buenas prácticas a fin de reducir el impacto ambiental y social de la actividad minera. La implementación de estas buenas prácticas demanda un sistema regulatorio apropiado.

La cuestión central no es la cantidad de minerales, puesto que las reservas mundiales conocidas son suficientes para satisfacer proyecciones actuales de demanda de muchos de estos recursos. El suministro futuro enfrenta dos riesgos clave: 1) la extracción y la producción enfrentarán un escrutinio sobre cuestiones ambientales, sociales y de gobernanza cada vez mayor por parte de las industrias que consumen estos insumos, los inversores y el público, y 2) el acceso a estos recursos.

Cualquier posible brecha o limitación entre la oferta y la demanda podría afectar la velocidad y escala a la que se implementen determinadas tecnologías y la transición energética. Soluciones de economía circular durante el ciclo de vida de los recursos pueden ser la respuesta en este contexto para aliviar la presión sobre los suministros de materias primas y satisfacer la demanda, reduciendo la necesidad de extracción y las emisiones al aprovechar los materiales disponibles en el mercado.

La economía circular será fundamental para abordar limitaciones geopolíticas, geográficas y económicas, mitigando la volatilidad potencial de los precios y la escasez de suministro. La seguridad del suministro ha sido mejorada por estrategias de economía circular existentes; por ejemplo, Japón y Corea del Sur realizaron importantes inversiones en el reciclaje de indio.

Sin embargo, la expansión de estas estrategias de economía circular presenta desafíos de costos, diseño y técnicos. Los gobiernos, los inversores, los productores, las empresas y los usuarios finales tienen un rol central para dar una respuesta integral al cambio en la combinación de energía y la disponibilidad de recursos. Los usuarios finales han demostrado ser uno de los agentes de cambio más fuertes para el abastecimiento sostenible y responsable de minerales críticos. Los gobiernos pueden incentivar la minería urbana a partir de productos usados (como los desechos electrónicos). Los productores de minerales críticos se enfrentarán a la escasez y aumentarán los precios y su volatilidad, al tiempo que los consumidores buscarán prácticas más circulares y sostenibles. Las empresas pueden ayudar en una transición circular con esfuerzos para reducir el uso de metales críticos y aumentar el potencial de recuperación mediante la introducción de procesos de producción circulares (KPMG, 2022).

Una agenda para la transición justa

La transición energética es un fenómeno complejo y transformador de la economía en su conjunto. Debe abordarse simultáneamente con otras estrategias de mitigación de fuentes no energéticas y de forma concurrente con otros problemas de desarrollo de los países de América Latina y el Caribe. En consecuencia, para aprovechar las oportunidades y sortear los desafíos asociados a esta transición, la región deberá manejar un abanico

de políticas que trasciende el ámbito puramente energético.

A lo largo de reporte se han discutido con detalle acciones prioritarias vinculadas a la estrategia energética, pero reconociendo la importancia de incorporar una agenda de productividad, de inclusión y de manejo macroeconómico para lograr el desarrollo sostenible (ver la figura 10.4).

Figura 10.2

Facetas de la agenda para la transición energética justa

Desarrollo sostenible y transición justa			Estrategia productiva y laboral	Estrategia de inclusión	Manejo macroeconómico
Estrategia energética					
Políticas de oferta	Políticas de electrificación y eficiencia de demanda y cambios en procesos industriales	Políticas transversales (capítulo 10)			
Eficiencia de sistemas energéticos (capítulo 3)	Sectores industriales de difícil descarbonización (capítulo 6)	Desarrollo de tecnología de captura			
Electrificación verde (capítulo 4)	Sector residencial (capítulo 7)	Financiamiento verde			
Promoción de combustibles limpios y uso del gas en la transición (capítulo 5)	Sector transporte (capítulo 8)	Mercados de carbono e impuesto al carbono			
		Economía circular			

El primer componente de la agenda energética tiene que ver con la oferta de energía. Allí se destacan tres pilares. En el corto plazo, es importante reducir las ineficiencias existentes en los sistemas de generación, transmisión y distribución de electricidad, así como en la producción de combustible (por ejemplo, disminuir las emisiones fugitivas de gas). Asimismo, en la transición hacia una economía descarbonizada, existen potenciales ganancias de sustituir fuentes fósiles de alto contenido de carbono (carbón y petróleo) por otras con menos emisiones, como el gas, cuidando de no comprometer los objetivos ambientales de largo plazo. Para profundizar en la descarbonización de la economía, es importante alcanzar una electrificación verde y promover el desarrollo de combustibles limpios, tales como el hidrógeno de bajas emisiones.

En lo que respecta a la demanda de energía, la transición energética justa exige la electrificación de algunos procesos o usos que actualmente dependen de combustibles fósiles. También se debe promover la eficiencia energética, los cambios conductuales y la transformación de ciertos procesos industriales. Las políticas concretas en el ámbito de la demanda de energía dependerán del sector. En las industrias de difícil descarbonización, van desde políticas específicas, como, por ejemplo, reducir el contenido de clínker en la producción de cemento, hasta políticas transversales, como promover la economía circular. En movilidad urbana, es importante el uso de transporte público sostenible (masivo y activo). En la logística urbana hay espacio para la electrificación, mientras que, en el caso de transporte de carga, la promoción de la eficiencia y el uso de combustibles alternativos son medidas que pueden ser efectivas en el corto plazo. Del lado de la demanda, especialmente de la residencial, una transición justa también precisa cerrar brechas de acceso y calidad aún persistentes. Dentro de las políticas para este sector se destaca la electrificación de algunos consumos, como el de calefacción y cocción, junto con la eficiencia energética, con electrodomésticos que consuman menos y mejores envolventes para las construcciones.

Como se menciona en el apartado anterior, existen tecnologías, instrumentos e instituciones energéticas clave para la transición, que no son exclusivos del ámbito de la oferta ni de la demanda de energía. Asimismo, el reporte destaca la necesidad de políticas más integrales de desarrollo económico, en particular,

políticas laborales que favorezcan la generación de empleo verde y la reasignación de trabajadores desde empleos no verdes, así como políticas productivas que complementen las ventajas de dotación de energía limpia.

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

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



La transición energética implica costos y beneficios que no están distribuidos uniformemente entre los diversos grupos de interés. Entender los desafíos de economía política de la transición energética es clave para avanzar

Una segunda fuente de resistencia es la presencia de activos varados y las grandes pérdidas que implicaría para economías dependientes de las fuentes fósiles de energía. Estas pérdidas además pueden distribuirse muy desigualmente dentro de las regiones y los países. Esto se agrava en aquellos que tienen bajo potencial de desarrollo de energías renovables no convencionales y carecen de minerales críticos.

Otra fuente de resistencia se relaciona con el rápido crecimiento de la demanda mundial de energía. Satisfacer dicha demanda continúa siendo una prioridad estratégica de las economías nacionales, que puede obstaculizar el cumplimiento de los compromisos

nacionales e internacionales de recortar las emisiones de GEI. Esto explica por qué algunos países (Alemania, China, Estados Unidos) incrementan el uso de energías renovables al mismo tiempo que continúan invirtiendo en combustibles fósiles (Bukowski, 2021). Cubrir la creciente demanda energética sin comprometer la agenda climática global requiere necesariamente de importantes flujos de inversiones para el desarrollo de tecnología que permita expandir las fuentes renovables de energía (De Haas, 2023).

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

Referencias



- AAP (2019). *Los efectos de un parque automotor escaso y antiguo*. Asociación Automotriz del Perú. <https://aap.org.pe/aap-los-efectos-de-un-parque-automotor-escaso-y-antiguo-2/>
- AAP (2022). *Informe estadístico automotor 2022*. Asociación Automotriz del Perú. <https://aap.org.pe/informes-estadisticos/diciembre-2022/>
- Abid, M., Sekrafi, H., Gheraia, Z. y Abdelli, H. (2023). Regulating the unobservable: The impact of the environmental regulation on informal economy and pollution. *Energy & Environment*, 0958305X2311674. <https://doi.org/10.1177/0958305X231167465>
- ACER (2021). *Transporting pure hydrogen by repurposing existing gas infrastructure: Overview of existing studies and reflections on the conditions for repurposing*. Agencia de Reguladores de Energía de la Unión Europea. https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/Transporting%20Pure%20Hydrogen%20by%20Repurposing%20Existing%20Gas%20Infrastructure_Overview%20of%20studies.pdf
- ACESOL (2022). *PMGD. Información técnica: Fotovoltaico*. Asociación Chilena de Energía Solar. <https://acesol.cl/info-técnica/fotovoltaico/pmgd.html>
- Acevedo, H., Delgado, O., Pettigrew, S. y Pineda, L. (2023). *Hoja de ruta para descarbonizar el transporte de carga en América Latina entre 2025 y 2050*. ICCT. <https://theicct.org/wp-content/uploads/2023/08/Hoja-de-Ruta-Consultant-Report-A4-v3.pdf>
- Adeyanju, E., Okeke, C. A., Akinwumi, I. y Busari, A. (2020). Subgrade stabilization using rice husk ash-based geopolymer (GRHA) and cement kiln dust (CKD). *Case Studies in Construction Materials*, 13, e00388. <https://doi.org/10.1016/j.cscm.2020.e00388>
- Adler, M. W. y van Ommeren, J. N. (2016). Does public transit reduce car travel externalities? Quasi-natural experiments' evidence from transit strikes. *Journal of Urban Economics*, 92, 106-119. <https://doi.org/10.1016/j.jue.2016.01.001>
- ADME (2023). ADME - Datos Abiertos. *Administración del Mercado Eléctrico* [base de datos]. Recuperada el 4 de diciembre de 2023. <https://www.adme.com.uy/datosabiertos.html>
- AEADE (2021). *Anuario 2020*. Asociación de Empresas Automotrices del Ecuador. <https://www.aeade.net/wp-content/uploads/2021/06/ANUARIO-2020-AEADE.pdf>
- AFAC (2023). *Flota vehicular circulante en Argentina 2022*. Asociación de Fábricas Argentinas de Componentes. <https://cdn.motor1.com/pdf-files/afac-flota-circulante-2022.pdf>
- Agora Energiewende y AFRY Management Consulting (2021). *No-regret hydrogen. Charting early steps for H₂ infrastructure in Europe* (203/1-S-2021/EN). <https://www.agora-energiewende.org/publications/no-regret-hydrogen>
- Aguiar, A., Chepeliev, M., Corong, E. y Van Der Mensbrugghe, D. (2022). The Global Trade Analysis Project (GTAP) Data Base: Version 11. *Journal of Global Economic Analysis*, 7(2), 1-37. <https://doi.org/10.21642/JGEA.070201AF>
- Aguiar, A., Narayanan, B. y McDougall, R. (2016). An overview of the GTAP 9 database. *Journal of Global Economic Analysis*, 1(1), 181-208. <https://doi.org/10.21642/JGEA.010103AF>
- Ahlfeldt, G. M. y Pietrostefani, E. (2019). The economic effects of density: A synthesis. *Journal of Urban Economics*, 111, 93-107. <https://doi.org/10.1016/j.jue.2019.04.006>

AIE (2018a). *Technology roadmap: Low-carbon transition in the cement industry*. Agencia Internacional de la Energía.

AIE (2018b). *The future of petrochemicals*. París: Agencia Internacional de la Energía. Licencia: CC BY 4.0. <https://www.iea.org/reports/the-future-of-petrochemicals>

AIE (2019a). *Fuel economy in major car markets*. París: Agencia Internacional de la Energía. Licencia: CC BY 4.0. <https://www.iea.org/reports/fuel-economy-in-major-car-markets>

AIE (2019b). *Nuclear power in a clean energy system*. Licencia: CC BY 4.0. París: Agencia Internacional de la Energía. <https://www.iea.org/reports/nuclear-power-in-a-clean-energy-system>

AIE (2019c). *The future of hydrogen*. París: Agencia Internacional de la Energía. Licencia: CC BY 4.0. <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>

AIE (2019d). *The future of rail: Opportunities for energy and the environment*. París: Agencia Internacional de la Energía. <https://doi.org/10.1787/9789264312821-en>

AIE (2020a). *Aligning investment and innovation in heavy industries to accelerate the transition to net-zero emissions*. París: Agencia Internacional de la Energía. <https://www.iea.org/commentaries/aligning-investment-and-innovation-in-heavy-industries-to-accelerate-the-transition-to-net-zero-emissions#>

AIE (2020b). Cross-cutting: Hydrogen. En Kapsark, *Guide to de Circular Carbon Economy*. Agencia Internacional de la Energía. <https://www.cceguide.org/guide/>

AIE (2020c). *Energy technology perspectives 2020*. París: Agencia Internacional de Energía. Licencia: CC BY 4.0. <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2020>

AIE (2020d). *Iron and steel technology roadmap*. París: Agencia Internacional de la Energía. Licencia: CC BY 4.0. <https://www.iea.org/reports/iron-and-steel-technology-roadmap>

AIE (2020e). *Projected costs of generating electricity 2020*. París: Agencia Internacional de Energía. <https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020>

AIE (2021a). *Ammonia technology roadmap*. París: Agencia Internacional de la Energía. <https://www.iea.org/reports/ammonia-technology-roadmap>

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

AIE (2021c). *Global hydrogen review 2021*. Agencia Internacional de la Energía. Licencia: CC BY 4.0. <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021>

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

AIE (2021e). *Key world energy statistics 2021*. Agencia Internacional de la Energía. <https://www.iea.org/reports/key-world-energy-statistics-2021>

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

AIE (2021g). *The role of critical minerals in clean energy transitions*. París: Agencia Internacional de Energía. <https://www.iea.org/reports/the-role-of-critical-minerals-in-clean-energy-transitions>

AIE (2022a). *Energy efficiency 2022*. Agencia Internacional de la Energía. <https://www.iea.org/reports/energy-efficiency-2022>

AIE (2022b). *Energy Statistics Data Browser* [base de datos]. Agencia Internacional de la Energía Recuperada el 23 de noviembre de 2023 de <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/energy-statistics-data-browser>

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

AIE (2022d). *World Energy Balances Highlights* [base de datos]. Agencia Internacional de la Energía. Recuperada el 7 de septiembre de 2023. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/world-energy-balances-highlights>

AIE (2022e). *World energy outlook 2022*. París: Agencia Internacional de la Energía. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022?language=es>

AIE (2023a). *Announced electric vehicle battery manufacturing capacity by region and manufacturing capacity needed in the net zero acenario, 2021-2030* [base de datos]. Agencia Internacional de la Energía. Licencia: CC BY 4.0. Recuperada el 31 de agosto de 2023 de <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/announced-electric-vehicle-battery-manufacturing-capacity-by-region-and-manufacturing-capacity-needed-in-the-net-zero-scenario-2021-2030>

AIE (2023b). *Annual grid-scale battery storage additions, 2017-2022* [base de datos]. Agencia Internacional de Energía. Licencia: CC BY 4.0. <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/annual-grid-scale-battery-storage-additions-2017-2022>

AIE (2023c). *Biofuel policy in Brazil, India and the United States*. Agencia Internacional de la Energía. <https://www.iea.org/reports/biofuel-policy-in-brazil-india-and-the-united-states>

AIE (2023d). *Carbon capture, utilisation and storage (Energy System)*. Agencia Internacional de la Energía. <https://www.iea.org/energy-system/carbon-capture-utilisation-and-storage>

AIE (2023e). *Critical minerals demand dataset* [base de datos]. Agencia Internacional de Energía. Licencia: CC BY 4.0. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/critical-minerals-demand-dataset>

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

AIE (2023g). *Energy technology perspectives 2023*. París: Agencia Internacional de la Energía. Licencia: CC BY 4.0. <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2023>

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

AIE (2023i). *Global hydrogen review 2023*. París: Agencia Internacional de la Energía. <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023>

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

AIE (2023k). *IEA's Hydrogen TCP Task 41: Analysis and modelling of hydrogen technologies (Hydrogen TCP)*. Agencia Internacional de la Energía. https://www.ieahydrogen.org/download/17/task-reports/7426/iea-hydrogen-tcp-task-41_finalreport.pdf

AIE (2023l). *Latin America energy outlook 2023*. París: Agencia Internacional de la Energía. Licencia: CC BY 4.0. <https://www.iea.org/reports/latin-america-energy-outlook-2023>

AIE (2023m). *Net zero by 2050 hinges on a global push to increase energy efficiency* [base de datos]. Licencia: CC BY 4.0. <https://www.iea.org/articles/net-zero-by-2050-hinges-on-a-global-push-to-increase-energy-efficiency>

AIE (2023n). *Net zero roadmap: A global pathway to keep the 1.5 °C goal in reach*. París: Agencia Internacional de la Energía. <https://www.iea.org/reports/net-zero-roadmap-a-global-pathway-to-keep-the-15-0c-goal-in-reach>

AIE (2023o). *Solar PV power capacity in the net zero scenario, 2015-2030* [base de datos]. Agencia Internacional de la Energía. Recuperada el 1 de noviembre de 2023 de <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/solar-pv-power-capacity-in-the-net-zero-scenario-2015-2030>

AIE (2023p). *Towards hydrogen definitions based on their emissions intensity*. Agencia Internacional de la Energía. <https://www.iea.org/reports/towards-hydrogen-definitions-based-on-their-emissions-intensity>

AIE (2023q). *Tracking Clean Energy Progress 2023* [base de datos]. París: Agencia Internacional de la Energía. Recuperada el 17 de noviembre de 2023 de <https://www.iea.org/reports/tracking-clean-energy-progress-2023>

AIE (2023r). *Trucks and Buses* [base de datos]. Agencia Internacional de la Energía. Recuperada el 31 de agosto de 2023 de <https://www.iea.org/energy-system/transport/trucks-and-buses>

AIE (2023s). *Weather for Energy Tracker* [base de datos]. Agencia Internacional de la Energía. Recuperada el 26 de julio de 2023 de <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/weather-for-energy-tracker>

AIE (2023t). *Why clearer terminology for hydrogen could unlock investment and scale up production*. París: Agencia Internacional de la Energía. <https://www.iea.org/commentaries/why-clearer-terminology-for-hydrogen-could-unlock-investment-and-scale-up-production>

AIE (2023u). *World energy investment 2023*. París: Agencia Internacional de la Energía. Licencia: CC BY 4.0. <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2023>

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

AIE (2023x). *World energy outlook 2023*. París: Agencia Internacional de la Energía. Licencia: CC BY 4.0. (informe); CC BY NC SA 4.0 (anexo A). <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>

AIE, IRENA y United Nations Climate Change High-Level Champions (2023). *Breakthrough agenda report 2023*. París: Agencia Internacional de la Energía. Licencia: CC BY 4.0. <https://www.iea.org/reports/breakthrough-agenda-report-2023>

ALACERO (2021). *La industria latinoamericana del acero ante el cambio climático*. https://www.acero.org.ar/wp-content/uploads/2021/11/alacero_-_cambio_climatico.pdf

- ALACERO (2022). *América Latina en cifras 2022*. https://cms.alacero.org/uploads/Alacero_America_latina_en_cifras_Espanhol_47683530c0.pdf
- Alarcón, A. D. (2018). *El sector hidroeléctrico en Latinoamérica: Desarrollo, potencial y perspectivas*. Banco Interamericano de Desarrollo. <https://doi.org/10.18235/0001149>
- Allcott, H. (2011a). Rethinking real-time electricity pricing. *Resource and Energy Economics*, 33(4), 820-842. <https://doi.org/10.1016/j.reseneeco.2011.06.003>
- Allcott, H. (2011b). Social norms and energy conservation. *Journal of Public Economics*, 95(9), 1082-1095. <https://doi.org/10.1016/j.jpubeco.2011.03.003>
- Allcott, H. y Greenstone, M. (2012). Is there an energy efficiency gap? *Journal of Economic Perspectives*, 26(1), 3-28. <https://doi.org/10.1257/jep.26.1.3>
- Allcott, H. y Mullainathan, S. (2010). Behavior and energy policy. *Science*, 327(5970), 1204-1205. <https://doi.org/10.1126/science.1180775>
- Allcott, H., Knittel, C. y Taubinsky, D. (2015). Tagging and targeting of energy efficiency subsidies. *American Economic Review*, 105(5), 187-191. <https://doi.org/10.1257/aer.p20151008>
- Allen, H., Cárdenas, G., Pereyra, L. P. y Sagaris, L. (2019). *Ella se mueve segura. Un estudio sobre la seguridad personal de las mujeres y el transporte público en tres ciudades de América Latina*. CAF y FIA Foundation. <https://scioteca.caf.com/handle/123456789/1405>
- Allub, L., Álvarez, F. y Brugiafreddo, M. (2024). *Energy intensity and economic structure*. Documento de trabajo. CAF.
- Allub, L., Álvarez, F., Bonavida, C. y Finkelstein, M. (2024). *Green jobs: Skills, tasks content, and the green wage premium*. Documento de trabajo. CAF.
- Almeida, R. M., Shi, Q., Gomes-Selman, J. M., Wu, X., Xue, Y., Angarita, H., Barros, N., Forsberg, B. R., García-Villacorta, R., Hamilton, S. K., Melack, J. M., Montoya, M., Perez, G., Sethi, S. A., Gomes, C. P. y Flecker, A. S. (2019). Reducing greenhouse gas emissions of Amazon hydropower with strategic dam planning. *Nature Communications*, 10(1), Article 1. <https://doi.org/10.1038/s41467-019-12179-5>
- Álvarez, F., Eslava, M., Sanguinetti, P., Toledo, M., Alves, G., Daude, C. y Allub, L. (2018). *RED 2018. Instituciones para la productividad: hacia un mejor entorno empresarial*. Caracas: CAF. <https://scioteca.caf.com/handle/123456789/1343>
- Alves, G. (2021). *Medición de los niveles de productividad de las ciudades en América Latina*. CAF. <https://scioteca.caf.com/handle/123456789/1863>
- Alves, G. y López, P. (2021). *Productividad urbana. Determinantes y políticas para su mejora*. CAF. <https://scioteca.caf.com/handle/123456789/1693>
- Alves, G. y Lurgo, F. (2023). *Medición de las necesidades de refrigeración y calefacción en América Latina y el Caribe*. Documento de trabajo. CAF.
- Ámbito (2023). Raizen anunció alianza con Audi para electromovilidad. *Ámbito* [diario digital]. Edición del 27 de abril. <https://www.ambito.com/raizen-anuncio-alianza-audi-electro-movilidad-n5708764>

- AMIA (2022). *Transición a la electromovilidad en México*. Asociación Mexicana de la Industria Automotriz. <https://www.amia.com.mx/wp-content/uploads/2022/03/electromovilidad28022022-V2.pdf>
- ANAC (2021). *Informe de parque automotriz 2021*. Asociación Nacional Automotriz de Chile. https://www.anac.cl/wp-content/uploads/2022/08/MAS-DE_271-MIL_VEHICULOS-ANTIGUOS_SALIERON-DE_CIRCULACION-EN_2021.pdf
- Andemos (2022). *Anuario sector automotor. Colombia 2022*. Asociación Nacional de Movilidad Sostenible. https://www.andemos.org/_files/ugd/d1a7a0_07a05a53825b402b9b332a7869aeb69d.pdf
- Andemos (2023). *Obsolescencia vehicular en Colombia*. Asociación Nacional de Movilidad Sostenible. <https://www.andemos.org/post/obsolescencia-vehicular-en-colombia>
- Andersen, L. M., Hansen, L. G., Lynge Jensen, C. y Wolak, F. A. (2017). *Using real-time pricing and information provision to shift intra-day electricity consumption: Evidence from Denmark*. Universidad de Stanford. https://web.stanford.edu/group/fwolak/cgi-bin/sites/default/files/into_versus_away_paper.pdf
- Anderson, M. L. (2014). Subways, strikes, and slowdowns: The impacts of public transit on traffic congestion. *American Economic Review*, 104(9), 2763-2796. <https://doi.org/10.1257/aer.104.9.2763>
- Andor, M. A. y Fels, K. M. (2018). Behavioral economics and energy conservation – A systematic review of non-price interventions and their causal effects. *Ecological Economics*, 148, 178-210. <https://doi.org/10.1016/j.ecolecon.2018.01.018>
- ANP (2023). *O RenovaBio*. Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles. <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/renovabio/funcionamento>
- Ansari, D., Holz, F. y Al-Kuhlani, H. (2019). *Energy, climate, and policy towards 2055: An interdisciplinary energy outlook* (DIW-REM Outlook) DIW Berlin, Politikberatung Kompakt. <https://d-nb.info/1195531621/34>
- Arderne, C., Zorn, C., Nicolas, C. y Koks, E. E. (2020). Predictive mapping of the global power system using open data. *Scientific Data*, 7(1), 19. <https://doi.org/10.1038/s41597-019-0347-4>
- ATA (2023). Economics and industry data. *American Trucking Associations* [sitio web]. <https://www.trucking.org/economics-and-industry-data>
- Ayres, I., Raseman, S. y Shih, A. (2009). *Evidence from two large field experiments that peer comparison feedback can reduce residential energy usage*. Working paper 15386. National Bureau of Economic Research. <https://doi.org/10.3386/w15386>
- BAD (2023). *Asian development outlook 2023*. Banco Asiático de Desarrollo. <https://doi.org/10.22617/FLS230112-3>
- Bali Swain, R., Kambhampati, U. S. y Karimu, A. (2020). Regulation, governance and the role of the informal sector in influencing environmental quality? *Ecological Economics*, 173, 106649. <https://doi.org/10.1016/j.ecolecon.2020.106649>
- Banco Mundial (2022). *State and trends of carbon pricing 2022*. State and trends of carbon pricing. Washington D. C.: Banco Mundial. Licencia: CC BY 3.0 IGO. <https://hdl.handle.net/10986/37455>
- Banco Mundial (2023a). *Enterprise Surveys* [base de datos]. Recuperada el 30 de octubre de 2023. <http://espanol.enterprisesurveys.org>

Banco Mundial (2023b). Factor de conversión de PPA, PIB (UMN por \$ a precios internacionales). *Indicadores del Desarrollo Mundial* [base de datos]. Recuperada el 11 de noviembre de 2023 de <https://datos.bancomundial.org/indicador/PA.NUS.PPP>

Banco Mundial (2023c). PIB (US\$ a precios constantes de 2010). *Indicadores del Desarrollo Mundial* [base de datos]. Recuperada el 8 de noviembre de 2023. <https://datos.bancomundial.org/indicador/NY.GDP.MKTP.KD>

Banco Mundial (2023d). PIB per cápita (US\$ a precios constantes de 2010). *Indicadores del Desarrollo Mundial* [base de datos]. Recuperada el 8 de noviembre de 2023 de <https://datos.bancomundial.org/indicador/NY.GDP.PCAP.KD>

Banco Mundial (2023e). PIB, PPA (\$ a precios internacionales constantes de 2011). *Indicadores del Desarrollo Mundial* [base de datos]. Recuperada el 24 de agosto de 2023. <https://data.worldbank.org/indicador/NY.GDP.MKTP.PP.KD>

Banco Mundial (2023f). Población total. *Indicadores del Desarrollo Mundial* [base de datos]. Recuperada el 4 de diciembre de 2023. <https://datos.bancomundial.org/indicador/SP.POP.TOTL>

Banco Mundial (2023g). Tasa de cambio oficial (UMN por US\$, promedio para un período). *Indicadores del Desarrollo Mundial* [base de datos]. Recuperada el 8 de noviembre de 2023. <https://datos.bancomundial.org/indicador/PA.NUS.FCRF>

Banco Mundial (2023h). Valor agregado bruto al costo de los factores (US\$ a precios actuales). *Indicadores del Desarrollo Mundial* [base de datos]. Recuperada el 26 de julio de 2023. <https://datos.bancomundial.org/indicador/NY.GDP.FCST.CD>

Banco Mundial (2023i). Valor agregado bruto al costo de los factores (US\$ a precios constantes de 2010). *Indicadores del Desarrollo Mundial* [base de datos]. Recuperada el 26 de julio de 2023. <https://datos.bancomundial.org/indicador/NY.GDP.FCST.KD>

Banco Mundial (2024). Tasa de incidencia de la pobreza, sobre la base de la línea de pobreza nacional (% de la población). *Indicadores del Desarrollo Mundial* [base de datos]. Recuperada el 1 de febrero de 2024 de <https://data.worldbank.org>

Banco Mundial (s. f.). *Modern Energy Cooking Services: Players and Initiatives Database* [base de datos]. Banco Mundial. Recuperada el 1 de noviembre de 2023 de <https://energydata.info/cooking/initiativesandplayersdatabase/initiatives>

Bansal, S., Filippini, M. y Srinivasan, S. (2023). *How regulation might fail to reduce energy consumption while still stimulating total factor productivity growth*. Economics Working Paper Series, n.o 23/379. Zurich: CER-ETH. Center of Economic Research. <https://doi.org/10.3929/ethz-b-000595550>

Barahona, N., Gallego, F. A. y Montero, J.-P. (2020). Vintage-specific driving restrictions. *Review of Economic Studies*, 87(4), 1646-1682.

Barbero, J. A., Fiadone, R. y Millán, M. F. (2020). *El transporte automotor de cargas en América Latina*. Banco Interamericano de Desarrollo. <http://dx.doi.org/10.18235/0002216>

Barbero, J. y Guerrero, P. (2017). *El transporte automotor de carga en América Latina: soporte logístico de la producción y el comercio*. Banco Interamericano de Desarrollo.

- Barla, P., Bolduc, D., Boucher, N. y Watters, J. (2010). Information technology and efficiency in trucking. *The Canadian Journal of Economics*, 43(1), 254-279.
- Basso, L. J., y Silva, H. E. (2014). Efficiency and substitutability of transit subsidies and other urban transport policies. *American Economic Journal: Economic Policy*, 6(4), 1-33.
- Bazzanella, A. M. y Ausfelder, F. (2017). *Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry*. DECHEMA. https://dechema.de/dechema_media/Downloads/Positionspapiere/Technology_study_Low_carbon_energy_and_feedstock_for_the_European_chemical_industry.pdf
- BBVA Research (2011). *Situación automotriz en Panamá*. https://www.bbva.com/wp-content/uploads/mult/1104_SitAutomotrizPanama_tcm346-256026.pdf
- Becerra, L. y Galarza, S. (2022). *Costo total de propiedad: Buses eléctricos en el nuevo modelo de negocios del transporte público de Santiago de Chile*. ZEBRA.
- Bejarano, H., García, B., Hancevic, P. y Sandoval, H. (2023). *Unlocking the potential: Factors influencing residential photovoltaic system (PVs) adoption in Mexico*. Documento de políticas. CAF.
- Bellato, R. (2022). Qué pasará con los 91 proyectos del RenovAr que tienen vencidos los plazos de ejecución. *Econo Journal*. <https://econojournal.com.ar/2022/02/que-pasara-con-los-91-proyectos-del-renovar-que-tienen-vencidos-los-plazos-de-ejecucion/>
- Beltramo, T., Blalock, G., Harrell, S., Levine, D. I. y Simons, A. M. (2023). The effects of fuel-efficient cookstoves on fuel use, particulate matter, and cooking practices: Results from a randomized trial in rural Uganda. *The Energy Journal*, 44(01). <https://doi.org/10.5547/01956574.44.6.tbcl>
- Bensch, G., Grimm, M. y Peters, J. (2015). Why do households forego high returns from technology adoption? Evidence from improved cooking stoves in Burkina Faso. *Journal of Economic Behavior & Organization*, 116(C), 187-205.
- Beppler, R. C., Matisoff, D. C. y Oliver, M. E. (2023). Electricity consumption changes following solar adoption: Testing for a solar rebound. *Economic Inquiry*, 61(1), 58-81. <https://doi.org/10.1111/ecin.13031>
- Bergmann, M., Collard, F., Fabres, J., Gabrielsen, G. W., Provencher, J. F., Rochman, C. M., Van Sebille, E. y Tekman, M. B. (2022). Plastic pollution in the Arctic. *Nature Reviews Earth & Environment*, 3(5), 323-337. <https://doi.org/10.1038/s43017-022-00279-8>
- Berkouwer, S. B. y Dean, J. T. (2022). Credit, attention, and externalities in the adoption of energy efficient technologies by low-income households. *American Economic Review*, 112(10), 3291-3330. <https://doi.org/10.1257/aer.20210766>
- Bernstein, L., Roy, Joyashree, J., Deltohal, Casey, Harnisch, Jochen, Matsuhashi, Ryuji, Tanaka, K., Worrell, Ernst, Yamba, Francis y Fengqi, Zhou. (2007). Industry. En *IPCC Fourth Assessment Report: Climate Change 2007*. https://archive.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/wg3/en/ch7.html
- Bieker, G. (2021). *A global comparison of the life-cycle greenhouse gas emissions of combustion engine and electric passenger cars*. ICCT. https://theicct.org/sites/default/files/publications/Global-LCA-passenger-cars-jul2021_0.pdf

BioEconomía (2020). Brasil: El mercado de créditos de descarbonización lleva compensadas casi 6 millones de tons de CO₂ en 2020. *BioEconomía* [portal informativo]. Publicación del 28 de octubre. <https://www.bioeconomia.info/2020/10/28/brasil-el-mercado-de-creditos-de-descarbonizacion-lleva-compensadas-casi-6-millones-de-tons-de-co2-en-2020/>

Bistline, J., Blanford, G., Brown, M., Burtraw, D., Domeshek, M., Farbes, J., Fawcett, A., Hamilton, A., Jenkins, J., Jones, R., King, B., Kolus, H., Larsen, J., Levin, A., Mahajan, M., Marcy, C., Mayfield, E., McFarland, J., McJeon, H., ... Zhao, A. (2023). Emissions and energy impacts of the Inflation Reduction Act. *Science*, 380(6652), 1324-1327. <https://doi.org/10.1126/science.adg3781>

Bistline, J., Mehrotra, N. y Wolfram, C. (2023). *Economic implications of the climate provisions of the Inflation Reduction Act* (w31267; p. w31267). National Bureau of Economic Research. <https://doi.org/10.3386/w31267>

Black, S., A. Liu, A., Parry, I. W. H. y Vernon, N. (2023). *IMF Fossil Fuel Subsidies Data: 2023 Update* [base de datos]. Fondo Monetario Internacional. Recuperada el 1 de noviembre de 2023. <https://www.imf.org/en/Publications/WP/Issues/2023/08/22/IMF-Fossil-Fuel-Subsidies-Data-2023-Update-537281>

Blank, T. K. (2019). *The disruptive potential of green steel*. Rocky Mountain Institute.

Bloom, N., Genakos, C., Martin, R. y Sadun, R. (2010). Modern management: Good for the environment or just hot air? *The Economic Journal*, 120(544), 551-572. <https://doi.org/10.1111/j.1468-0297.2010.02351.x>

Bolt, J. y van Zanden, J. L. (2020). *Maddison Project Database, version 2020*. <https://www.rug.nl/ggdc/historicaldevelopment/maddison/publications/wp15.pdf>

Borenstein, S. y Kellogg, R. (2021). Challenges of a clean energy transition and implications for energy infrastructure policy. En Kearney, M. S. y Ganz, A. (eds), *Rebuilding the post-pandemic economy*. Aspen Institute Press. <https://www.economicstrategygroup.org/publication/borenstein-kellogg/>

Bos, K. y Gupta, J. (2019). Stranded assets and stranded resources: Implications for climate change mitigation and global sustainable development. *Energy Research & Social Science*, 56, 101215. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2019.05.025>

Boso, À., Oltra, C. y Hofflinger, Á. (2019). Participation in a programme for assisted replacement of wood-burning stoves in Chile: The role of sociodemographic factors, evaluation of air quality and risk perception. *Energy Policy*, 129, 1220-1226. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.03.038>

Bothwell, C. y Hobbs, B. F. (2017). Crediting wind and solar renewables in electricity capacity markets: The effects of alternative definitions upon market efficiency. *The Energy Journal*, 38(1_suppl), 173-188. <https://doi.org/10.5547/01956574.38.S11.cb0t>

Bouille, D., Behnisch, A., Bravo, G., Di Sbroiavacca, N., Dubrovsky, H., Lallana, F., Nadal, G., Pistonesi, H., Recalde, M., Ruchansky, B., Landaveri, R., Romano, A. y Sagardoy, I. (2021). *Propuesta del Plan Nacional de Eficiencia Energética Argentina*. Eficiencia Energética en Argentina. https://www.eficienciaenergetica.net.ar/img_publicaciones/12302001_PLANEEARResumen.pdf

Brännlund, R., Karimu, A. y Söderholm, P. (2017). Convergence in carbon dioxide emissions and the role of growth and institutions: A parametric and non-parametric analysis. *Environmental Economics and Policy Studies*, 19(2), 359-390. <https://doi.org/10.1007/s10018-016-0162-5>

Brassiolo, P., Estrada, R., Vicuña, S., Odriozola, J., Toledo, M., Juncosa, F., Fajardo, G. y Schargrotsky, E. (2023). *Desafíos globales, soluciones regionales: América Latina y el Caribe frente a la crisis climática y de biodiversidad*. Distrito Capital: CAF. <https://scioteca.caf.com/handle/123456789/2089>

Brounen, D. y Kok, N. (2011). On the economics of energy labels in the housing market. *Journal of Environmental Economics and Management*, 62(2), 166-179. <https://doi.org/10.1016/j.jeem.2010.11.006>

BRT Data (2023). *Global BRTData* [base de datos]. Recuperada el 1 de noviembre de 2023. <https://brtdata.org/>

Bui, M., Fajardy, M. y Dowell, N. M. (2017). Thermodynamic evaluation of carbon negative power generation: Bio-energy CCS (BECCS). *Energy Procedia*, 114, 6010-6020. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.1736>

Bukowski, M. (2021). *The geopolitics of energy transition, pt. 1: Six challenges for the international balance of power stemming from transitioning away from fossil fuels*. Institute of New Europe. <https://ine.org.pl/en/the-geopolitics-of-energy-transition-pt-1-six-challenges-for-the-international-balance-of-power-stemming-from-transitioning-away-from-fossil-fuels/>

Buonocore, J. J., Luckow, P., Norris, G., Spengler, J. D., Biewald, B., Fisher, J. y Levy, J. I. (2016). Health and climate benefits of different energy-efficiency and renewable energy choices. *Nature Climate Change*, 6(1), 100-105.

Burnham, A., Gohlke, D., Rush, L., Stephens, T., Zhou, Y., Delucchi, M., Birky, A., Hunter, C., Lin, Z., Ou, S., Xie, F., Proctor, C., Wiryadinata, S., Liu, N. y Bloor, M. (2021). *Comprehensive total cost of ownership quantification for vehicles with different size classes and powertrains*. U.S. Department of Energy. <https://doi.org/10.2172/1780970>

Cabrales, A., Ramos, D. y Sánchez, A. (2022a). Cambio climático y bancos centrales: Problemas de ajuste, oportunidad, idoneidad - I. *Nada es Gratis* [blog]. Entrada del 10 de mayo. <https://nadaesgratis.es/cabrales/cambio-climatico-y-bancos-centrales-problemas-de-ajuste-oportunidad-idoneidad-i>

Cabrales, A., Ramos, D. y Sánchez, A. (2022b). Cambio climático y bancos centrales: Problemas de ajuste, oportunidad, idoneidad - II. *Nada es Gratis* [blog]. Entrada del 11 de mayo. <https://nadaesgratis.es/cabrales/cambio-climatico-y-bancos-centrales-problemas-de-ajuste-oportunidad-idoneidad-ii>

Cabrales, A., Ramos, D. y Sánchez, A. (2022c). Cambio climático y bancos centrales: Problemas de ajuste, oportunidad, idoneidad - III. *Nada Es Gratis* [blog]. Entrada del 17 de mayo. <https://nadaesgratis.es/cabrales/cambio-climatico-y-bancos-centrales-problemas-de-ajuste-oportunidad-idoneidad-y-iii>

CAF (2019). *Base de Extensión de Áreas Metropolitanas* [dataset]. Recuperada el 4 de diciembre de 2023 de <https://scioteca.caf.com/handle/123456789/1370>

Cahana, M., Fabra, N., Reguant, M. y Wang, J. (2022). The distributional impacts of real-time pricing. *CEPR Discussion Paper*. <https://papers.ssrn.com/abstract=4121375>

Calatayud, A. y Montes, L. (2021). *Logística en América Latina y el Caribe: oportunidades, desafíos y líneas de acción*. Banco Interamericano de Desarrollo. <http://dx.doi.org/10.18235/0003278>

Caldecott, B., Harnett, E., Cojoianu, T., Kok, I. y Pfeiffer, A. (2016). *Stranded assets: A climate risk challenge*. Banco Interamericano de Desarrollo. <https://publications.iadb.org/es/publicacion/12597/stranded-assets-climate-risk-challenge>

- Caldecott, B., Howarth, N. y McSharry, P. (2013). *Stranded assets in agriculture: Protecting value from environment-related risks*. Oxford: Smith School of Enterprise and the Environment, Oxford University. <https://www.smithschool.ox.ac.uk/sites/default/files/2022-03/stranded-assets-agriculture-report-final.pdf>
- Campiglio, E., Godin, A. y Kemp-Benedict, E. (2017). Networks of stranded assets: A case for a balance sheet approach. *AFD Research Papers*, 54.
- Campos Teixeira, A. H., Soares Junior, P. R. R., Silva, T. H., Barreto, R. R. y Silva Bezerra, A. C. D. (2020). Low-carbon concrete based on binary biomass ash-silica fume binder to produce eco-friendly paving blocks. *Materials*, 13(7), 1534. <https://doi.org/10.3390/ma13071534>
- Cantillo, V. M. (2023). *Transporte de carga y transporte interurbano de pasajeros en América Latina y el Caribe*. Documento de referencia. CAF.
- Cantore, N., Calì, M. y Velde, D. W. T. (2016). Does energy efficiency improve technological change and economic growth in developing countries? *Energy Policy*, 92, 279-285. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.01.040>
- Carbon Tracker Initiative (2013). *Wasted capital and stranded assets*. <https://carbontracker.org/reports/unburnable-carbon-wasted-capital-and-stranded-assets/>
- Carbon Tracker Initiative (2017a). *2 Degrees of separation—Transition risk for oil and gas in a low carbon world*. <https://carbontracker.org/reports/2-degrees-of-separation-transition-risk-for-oil-and-gas-in-a-low-carbon-world-2/>
- Carbon Tracker Initiative (2017b). *Stranded assets*. <https://www.carbontracker.org/terms/stranded-assets/>
- Cárdenas, M. y Orozco, S. (2022). *Climate mitigation in Latin America and the Caribbean: A primer on transition costs, risks, and financing*. Center on Global Energy Policy. Columbia/SIPA. <https://www.energypolicy.columbia.edu/publications/climate-mitigation-latin-america-and-caribbean-primer-transition-costs-risks-and-financing>
- CariGreen (s. f.). *NewGen green hydrogen production project*. https://carigreen.ngc.co.tt/?lac_projects=newgen-green-hydrogen-production-project#:~:text=When%20completed%2C%20the%20plant%20will,and%20energy%20efficiency%2Dsourced%20power
- Carney, M. (2015). *Breaking the tragedy of the horizon—climate change and financial stability*. Speech given at Lloyd's of London, 29. Bank for International Settlements.
- Carranza, E. y Meeks, R. (2021). Energy efficiency and electricity reliability. *The Review of Economics and Statistics*, 103(3), 461-475. https://doi.org/10.1162/rest_a_00912
- Casey, J. A., Gemmill, A., Karasek, D., Ogburn, E. L., Goin, D. E. y Morello-Frosch, R. (2018). Increase in fertility following coal and oil power plant retirements in California. *Environmental Health*, 17, 1-10.
- Casey, J. A., Karasek, D., Ogburn, E. L., Goin, D. E., Dang, K., Braveman, P. A. y Morello-Frosch, R. (2018). Retirements of coal and oil power plants in California: Association with reduced preterm birth among populations nearby. *American Journal of Epidemiology*, 187(8), 1586-1594.
- CBI (2021). *Hoja de ruta para una taxonomía en Chile*. Iniciativa de Bonos Climáticos. <https://www.climatebonds.net/resources/reports/hoja-de-ruta-para-una-taxonom%C3%ADa-en-chile>
- CCA (2023). *Estadísticas 2023*. Cámara del Comercio Automotor. <https://cca.org.ar/estadisticas-2023/>

- CCEE (2023). *Dados abertos*. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica [base de datos]. Recuperada el 16 de enero de 2024. <https://dadosabertos.ccee.org.br/>
- CEDLAS y Banco Mundial (2022). *SEDLAC* [base de datos]. Recuperada el 1 de noviembre de 2023 de <https://www.cedlas.econo.unlp.edu.ar/wp/estadisticas/sedlac/>
- CENACE (2019). *CENACE informa la cancelación de la SLP-1/2018* [comunicado]. Gobierno de México. <https://www.gob.mx/cenace/prensa/cenace-informa-la-cancelacion-de-la-slp-1-2018-193511?idiom=es>
- CEPAL (2001). *El método de las necesidades básicas insatisfechas (NBI) y sus aplicaciones en América Latina*. Comisión Económica para América Latina y el Caribe. <https://www.cepal.org/es/publicaciones/4784-metodo-necesidades-basicas-insatisfechas-nbi-sus-aplicaciones-america-latina>
- CEPAL (2014). *Pactos para la igualdad: hacia un futuro sostenible*. Comisión Económica para América Latina y el Caribe. <https://www.cepal.org/es/publicaciones/36692-pactos-la-igualdad-un-futuro-sostenible>
- CEPAL (2016). *Monitoreando la eficiencia energética en América Latina*. Documento de proyectos. Comisión Económica para América Latina y el Caribe. <https://hdl.handle.net/11362/40505>
- CEPAL (2022). *Panorama social de América Latina y el Caribe 2022: La transformación de la educación como base para el desarrollo sostenible*. Comisión Económica para América Latina y el Caribe. https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/48518/1/S2200947_es.pdf
- CEPAL (2023). *CEPALSTAT* [base de datos]. Comisión Económica para América Latina y el Caribe. Recuperada el 1 de noviembre y el 27 de diciembre de 2023 de <https://statistics.cepal.org>
- CEPAL, Agencia Francesa de Transición Ecológica y Enerdata (2023). *Base de Información de Eficiencia Energética* [base de datos]. Recuperada el 18 de agosto de 2023 de <https://biee-cepal.enerdata.net>
- CER (2021). *Market snapshot: Plug-in hybrid vehicles are far more fuel efficient over short trips than long trips*. Canada Energy Regulator. <https://www.cer-rec.gc.ca/en/data-analysis/energy-markets/market-snapshots/2021/market-snapshot-plug-in-hybrid-vehicles-are-far-more-fuel-efficient-over-short-trips-than-long-trips.html>
- Ch, R., Martin, D. A. y Vargas, J. F. (2021). Measuring the size and growth of cities using nighttime light. *Journal of Urban Economics*, 125(C). <https://ideas.repec.org/a/eee/juecon/v125y2021ics0094119020300255.html>
- Chen, G. (2023). Impact of carbon border adjustment mechanism on China's manufacturing sector: A dynamic recursive CGE model based on an evolutionary game. *Journal of Environmental Management*, 347. <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2023.119029>
- Choi, B. (2020). Productivity and misallocation of energy resources: Evidence from Korea's manufacturing sector. *Resource and Energy Economics*, 61, 101184. <https://doi.org/10.1016/j.reseneeco.2020.101184>
- Christensen, P., Francisco, P., Myers, E. y Souza, M. (2023). Decomposing the wedge between projected and realized returns in energy efficiency programs. *The Review of Economics and Statistics*, 105(4), 798-817. https://doi.org/10.1162/rest_a_01087
- Civancik-Uslu, D., Puig, R., Hauschild, M y Fullana-i-Palmer, P. (2019). Life cycle assessment of carrier bags and development of a littering indicator. *Science of The Total Environment*, 685, 621-630. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2019.05.372>

- Clark, V. R. y Herzog, H. J. (2014). Can “stranded” fossil fuel reserves drive CCS deployment? *Energy Procedia*, 63, 7261-7271. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.11.762>
- Climate Analytics y NewClimate Institute (2023). *CAT Climate Target Update Tracker* [base de datos]. Recuperada el 14 de agosto de 2023. <https://climateactiontracker.org/climate-target-update-tracker-2022/>
- Climate Analytics y NewClimate Institute (2022). *Climate Action Tracker | Country summary*. Climate Action Tracker. <https://climateactiontracker.org/countries>
- Climate Group (2023). *EV100 progress and insights report 2023: Advancing the EV transition across the globe*. <https://www.theclimategroup.org/our-work/press/ev100-progress-and-insights-report-2023>
- Climate Watch (2023a). *Explore nationally determined contributions (NDCs)*. <https://www.climatewatchdata.org/ndcs-explore>
- Climate Watch (2023b). *Historical GHG Emissions* [base de datos]. Recuperada el 26 de julio de 2023. Washington, DC: World Resources Institute. https://www.climatewatchdata.org/ghg-emissions?end_year=2020&start_year=1990
- CNE (2021). *Norma técnica de coordinación y operación*. Comisión Nacional de Energía. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2021/08/NT-de-Coordinacion-y-Operacion-del-SEN.pdf>
- Coady, D., Parry, I. W. H., Sears, L. y Shang, B. (2015). *How large are global energy subsidies?* Documento de trabajo del FMI WP/15/105. Fondo Monetario Internacional. <https://www.imf.org/external/pubs/ft/wp/2015/wp15105.pdf>
- Cochrane, J. H. (2020). *Central banks and climate: A case of mission creep*. Hoover Institution. <https://www.hoover.org/research/central-banks-and-climate-case-mission-creep>
- Consejo Europeo (2023). Objetivo 55: Cómo tiene previsto potenciar la UE la energía renovable. Unión Europea. <https://www.consilium.europa.eu/es/infographics/fit-for-55-how-the-eu-plans-to-boost-renewable-energy/>
- Cont, W. y Juncosa, F. (2024). *Estimating land use requirements for solar and wind energy in Latin America and the Caribbean*. Documento inédito.
- Cont, W., Belfiori, E., Rodríguez Pardina, M., Rojas, D., Fernández, S., Bonifaz, J. L., Gibovich, G., Zamora, V., Castillo, E. y Vanoli, C. (2022). *Ideal 2022. Energía, agua y salud para un mejor medio ambiente*. Caracas: CAF. <https://scioteca.caf.com/handle/123456789/1980>
- Cont, W., Romero, C., Lleras, G., Unda, R., Celani, M., Gartner, A., Capelli, L., Zipitría, L., Besfamilie, M., Figueroa, N., López Azumendi, S. y Fischer, R. (2021). *IDEAL 2021. El impacto de la digitalización para reducir brechas y mejorar los servicios de infraestructura*. CAF. <https://scioteca.caf.com/handle/123456789/1762>
- Contreras, M., Serrano-Medrano, M. y Masera, O. (2022). *Patrones de consumo energético en el sector residencial de México: Un análisis desde la perspectiva de usos finales*. Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (Conacyt).
- Conwell, L. J., Eckert, F. y Mobarak, A. M. (2023). *More roads or public transit? Insights from measuring city-center accessibility*. <https://doi.org/10.3386/w30877>
- Coordinador Eléctrico Nacional (2023). *Sistema Eléctrico Nacional* [base de datos]. Recuperada el 30 de agosto de 2023 de https://www.coordinador.cl/?jav_iWebAncho=1538

Corporación Latinobarómetro (2020). *Latinobarómetro 2020* [base de datos]. Recuperada el 1 de noviembre de 2023 de <https://www.latinobarometro.org/latContents.jsp>

Correa, G., Muñoz, P. M. y Rodríguez, C. R. (2019). A comparative energy and environmental analysis of a diesel, hybrid, hydrogen and electric urban bus. *Energy*, 187, 115906. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.115906>

Cortada Mut, M. D. M., Nørskov, L. K., Frandsen, F. J., Glarborg, P. y Dam-Johansen, K. (2015). Review: Circulation of inorganic elements in combustion of alternative fuels in cement plants. *Energy & Fuels*, 29(7), 4076-4099. <https://doi.org/10.1021/ef502633u>

Costa, D. L. y Kahn, M. E. (2013). Energy conservation «nudges» and environmentalist ideology: Evidence from a randomized residential electricity field experiment. *Journal of the European Economic Association*, 11(3), 680-702.

CPA Ferrere (2020). *Caracterización del parque vehicular 2017 de Uruguay*. Ministerio de Industria, Energía y Minería. <https://www.eficienciaenergetica.gub.uy/documents/20182/56464/Parque+vehicular+2017.pdf/28682cb1-92fc-4935-b39f-3a2e37efa1ea>

Crawford, I. (2022). How much CO2 is emitted by manufacturing batteries? *Climate Portal* [sitio web]. MIT. <https://climate.mit.edu/ask-mit/how-much-co2-emitted-manufacturing-batteries>

CREG (2023). *Se aprueban los reglamentos para la operación del nuevo Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo (MAERCP)*. Comisión de Regulación de Energía y Gas. <https://creg.gov.co/publicaciones/15589/se-aprueban-los-reglamentos-para-la-operacion-del-nuevo-mercado-andino-electrico-regional-de-corto-plazo-maercp/>

Curtin, J., McInerney, C., Ó Gallachóir, B., Hickey, C., Deane, P. y Deeney, P. (2019). Quantifying stranding risk for fossil fuel assets and implications for renewable energy investment: A review of the literature. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 116, 109402. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109402>

Czigler, T., Reiter, S., Schulze, P. y Somers, K. (2020). *Laying the foundation for zero-carbon cement*. McKinsey and Company. <https://www.mckinsey.com/industries/chemicals/our-insights/laying-the-foundation-for-zero-carbon-cement#/>

D'Agosti, N. y Danza, F. (2023). *Residential solar: Evidence from Uruguay*. https://congress-files.s3.amazonaws.com/2023-07/Residential_Solar_2023_02_28.pdf

DANE (2020). *Encuesta Anual Manufacturera- EAM* [base de datos]. Departamento Administrativo Nacional de Estadística. Recuperada el 20 de agosto de 2023. <https://microdatos.dane.gov.co/index.php/catalog/Ind-Microdatos>

Daude, C., Fajardo, G., Brassiolo, P., Estrada, R., Goytia, C., Sanguinetti, P., Álvarez, F. y Vargas, J. (2017). *RED 2017. Crecimiento urbano y acceso a oportunidades: Un desafío para América Latina*. CAF. <https://scioteca.caf.com/handle/123456789/1090>

Davis, L. W. (2021). Estimating the price elasticity of demand for subways: Evidence from Mexico. *Regional Science and Urban Economics*, 87, 103651. <https://doi.org/10.1016/j.regsciurbeco.2021.103651>

Davis, L. W., Fuchs, A. y Gertler, P. (2014). Cash for coolers: Evaluating a large-scale appliance replacement program in Mexico. *American Economic Journal: Economic Policy*, 6(4), 207-238. <https://doi.org/10.1257/pol.6.4.207>

- Davis, L. W., Hausman, C. y Rose, N. L. (2023). *Transmission impossible? Prospects for decarbonizing the US grid*. National Bureau of Economic Research.
- Davis, L. W., Martínez, S. y Taboada, B. (2020). How effective is energy-efficient housing? Evidence from a field trial in Mexico. *Journal of Development Economics*, 143(C). <https://ideas.repec.org//a/eee/deveco/v143y2020ics0304387818312756.html>
- De Haas, R. (2023). Sustainable banking. *SSRN Electronic Journal*. <https://doi.org/10.2139/ssrn.4620166>
- De la Vega, P., Cerimelo, M. y Porto, N. (2024). *Empleos verdes en América Latina y el Caribe*. Documento inédito. CAF.
- Deka, T. J., Osman, A. I., Baruah, D. C. y Rooney, D. W. (2022). Methanol fuel production, utilization, and techno-economy: A review. *Environmental Chemistry Letters*, 20(6), 3525-3554. <https://doi.org/10.1007/s10311-022-01485-y>
- Deng, G., y Newton, P. (2017). Assessing the impact of solar PV on domestic electricity consumption: Exploring the prospect of rebound effects. *Energy Policy*, 110, 313-324. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.08.035>
- Department for Transport (2022). *National Travel Survey 2021: Household car availability and trends in car trips*. Gov.UK. <https://www.gov.uk/government/statistics/national-travel-survey-2021/national-travel-survey-2021-household-car-availability-and-trends-in-car-trips>
- Derdevet, M. y Mazzucchi, N. (2021). Les petits réacteurs modulaires, une nouvelle ère nucléaire ? Approche géopolitique et stratégique. *La Revue de l'Énergie*, n.o 657, edición de julio-agosto. <https://www.larevuedelenergie.com/les-petits-reacteurs-modulaires-une-nouvelle-ere-nucleaire-approche-geopolitique-et-strategique/>
- Di Bella, G., Norton, L., Ntamatungiro, J., Ogawa, S., Samaké, I. y Santoro, M. (2015). *Energy subsidies in Latin America and the Caribbean: Stocktaking and policy challenges*. Documento de trabajo 2015/030. Fondo Monetario Internacional. <https://www.imf.org/en/Publications/WP/Issues/2016/12/31/Energy-Subsidies-in-Latin-America-and-the-Caribbean-Stocktaking-and-Policy-Challenges-42708>
- Di, Q., Wang, Y., Zanobetti, A., Wang, Y., Koutrakis, P., Choirat, C., Dominici, F. y Schwartz, J. D. (2017). Air pollution and mortality in the Medicare population. *The New England Journal of Medicine*, 376(26), 2513-2522. <https://doi.org/10.1056/NEJMoa1702747>
- Diario Sustentable (2023). Electromovilidad en Chile: ¿Cómo y dónde cargar un auto eléctrico? *Diario Sustentable* [diario digital]. Edición del 25 de abril. <https://www.diariosustentable.com/2023/04/electromovilidad-en-chile-como-y-donde-cargar-un-auto-electrico/>
- Dutra, J. y Menezes, F. (2005). Lessons from the electricity auctions in Brazil. *The Electricity Journal*, 18(10), 11-21.
- ECRA (2017). Development of state of the art-techniques in cement manufacturing: Trying to look ahead. *CSI/ECRA Technology Papers 2017*. Ginebra y Dusseldorf: Cement Sustainability Initiative y European Cement Research Academy. http://docs.wbcsd.org/2017/06/CSI_ECRA_Technology_Papers_2017.pdf
- EIA (2013). *Technically recoverable shale oil and shale gas resources: An assessment of 137 shale formations in 41 countries outside the United States*. U.S. Energy Information Administration. https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/archive/2013/pdf/fullreport_2013.pdf
- EIA (2020a). *Capital cost and performance characteristic estimates for utility scale electric power generating technologies*. US Energy Information Administration, Sargent y Lundy.

EIA (2020b). Hourly electricity consumption varies throughout the day and across seasons. *Eia* [sitio web]. Today in Energy, artículo del 21 de febrero. U.S. Energy Information Administration. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=42915>

EIA (2020c). More than 100 coal-fired plants have been replaced or converted to natural gas since 2011. *Eia* [sitio web]. Today in Energy, artículo del 21 de febrero. U.S. Energy Information Administration. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=44636>

EIA (2020d). *Residential Energy Consumption Survey* [base de datos]. U.S. Department of Energy, Energy Information Administration. Recuperada el 24 de noviembre de 2023 de <https://www.eia.gov/consumption/residential/data/2020/>

Electromaps (2023). *Mapa con todos los puntos de carga para vehículos eléctricos* [base de datos]. Recuperada el 1 de diciembre de 2023. <https://map.electromaps.com/es/>

Electromovilidad (2018). Uruguay inaugura el primer corredor eléctrico de América Latina. *Electromovilidad* [portal informativo]. Edición del 30 de enero. <https://electromovilidad.net/uruguay-inaugura-el-primer-corredor-electrico-de-america-latina/>

Emberson-Marl, H., Coppock, R. L., Cole, M., Godley, B. J., Mimpriss, N., Nelms, S. E. y Lindeque, P. K. (2023). Microplastics in the Arctic: A transect through the Barents sea. *Frontiers in Marine Science*, 10, 1241829. <https://doi.org/10.3389/fmars.2023.1241829>

ENEL (s. f.). Medidores Inteligentes. *Enel* [sitio web]. Recuperado 1 de diciembre de 2023, de <https://enel.pe/content/enel-pe/es/megamenu/sostenibilidad/medidores-inteligentes-de-energia-nueva-tecnologia-mayor-control.html>

Enel X (2020). Primer corredor panamericano 100% eléctrico. *Enel X Argentina* [sitio web]. <https://www.enelx.com/ar/es/noticias/estrenamos-primer-corredor-100-electrico>

EPA (2009). Emissions factors. *Code of Federal Regulations*. United States Environmental Protection Agency. <https://www.ecfr.gov/current/title-40/chapter-I/subchapter-C/part-98>

EPA (2023a). *Electric vehicle myths*. United States Environmental Protection Agency. <https://www.epa.gov/greenvehicles/electric-vehicle-myths>

EPA (2023b). *Inventory of U.S. greenhouse gas emissions and sinks: 1990-2021* (pp. 430-R-23-002). U.S. Environmental Protection Agency. <https://www.epa.gov/system/files/documents/2023-04/US-GHG-Inventory-2023-Main-Text.pdf>

EPA (2023c). *Summary of Inflation Reduction Act provisions related to renewable energy*. U. S. Environmental Protection Agency. <https://www.epa.gov/green-power-markets/summary-inflation-reduction-act-provisions-related-renewable-energy>

Erbach, G. y Jensen, L. (2021). EU hydrogen policy. Hydrogen as an energy carrier for a climate-neutral economy. *Towards climate neutrality* [briefing]. Servicio de Investigación del Parlamento Europeo. [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2021/689332/EPRS_BRI\(2021\)689332_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2021/689332/EPRS_BRI(2021)689332_EN.pdf)

Espey, J. A., y Espey, M. (2004). Turning on the lights: A meta-analysis of residential electricity demand elasticities. *Journal of Agricultural and Applied Economics*, 36(1). <https://econpapers.repec.org/article/agsjoaaec/42897.htm>

- ETC (2023a). *Financing the transition: How to make the money flow for a net-zero economy*. Energy Transitions Commission. <https://www.energy-transitions.org/publications/financing-the-transition-etc/>
- ETC (2023b). *Fossil fuels in transition: Committing to the phase-down of all fossil fuels*. Energy Transitions Commission. <https://www.energy-transitions.org/publications/fossil-fuels-in-transition/>
- ETESA (2021). *Resolución n.o GC-01-2021*. Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. https://www.etsa.com.pa/es/compras-energia/ver_doc/578
- ETESA (2023). *Resolución n.o GC-02-2023*. Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. https://www.etsa.com.pa/es/compras-energia/ver_doc/616
- European Systemic Risk Board (2016). *Too late, too sudden: Transition to a low carbon economy and systemic risk*. European Systemic Risk Board. <https://data.europa.eu/doi/10.2849/703620>
- Eurostat (2022). *Ambiente y Energía* [base de datos]. Unión Europea. Recuperada el 16 de agosto de 2023 de <https://ec.europa.eu/eurostat>
- Evergo (2023). *Volvo Cars y Evergo se alían para la colocación de cargadores en México*. Evergo. <https://evergo.com/volvo-cars-y-evergo-se-alian-para-la-colocacion-de-cargadores-en-mexico/>
- Fabra, N. (2021). The energy transition: An industrial economics perspective. *International Journal of Industrial Organization*, 79, 102734. <https://doi.org/10.1016/j.ijindorg.2021.102734>
- Fabra, N. e Imelda (2023). Market power and price exposure: Learning from changes in renewable energy regulation. *American Economic Journal: Economic Policy*, 15(4), 323-358. <https://doi.org/10.1257/pol.20210221>
- Fabra, N. y Montero, J.-P. (2023). Technology-neutral versus technology-specific procurement. *The Economic Journal*, 133(650), 669-705. <https://doi.org/10.1093/ej/ueac075>
- Fabra, N., Gutiérrez Chacón, E., Lacuesta, A. y Ramos, R. (2023). *Do renewable energies create local jobs?* Documento de trabajo del Banco de España n.o 2307. SSRN. <https://ssrn.com/abstract=4338642>
- Fabra, N., Rapson, D., Reguant, M. y Wang, J. (2021). Estimating the elasticity to real-time pricing: Evidence from the Spanish electricity market. *AEA Papers and Proceedings*, 111, 425-429. <https://doi.org/10.1257/pandp.20211007>
- Factor (2017). *Subastas de energía renovable en Latinoamérica y Caribe. Caso de estudio: Uruguay*. <https://fundacionbariloche.org.ar/wp-content/uploads/2019/04/1.-Estudio-de-Caso-Subastas-Uruguay.pdf>
- Fankhauser, S., Smith, S. M., Allen, M., Axelsson, K., Hale, T., Hepburn, C., Kendall, J. M., Khosla, R., Lezaun, J., Mitchell-Larson, E., Obersteiner, M., Rajamani, L., Rickaby, R., Seddon, N. y Wetzer, T. (2022). The meaning of net zero and how to get it right. *Nature Climate Change*, 12(1), 15-21. <https://doi.org/10.1038/s41558-021-01245-w>
- FAO (2022). *Acción mundial sobre el desarrollo verde de productos agrícolas especiales: Un país, un producto prioritario*. Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura. <https://doi.org/10.4060/cc0608es>
- Fargione, J., Hill, J., Tilman, D., Polasky, S. y Hawthorne, P. (2008). Land clearing and the biofuel carbon debt. *Science*, 319(5867), 1235-1238. <https://doi.org/10.1126/science.1152747>

- Faruqui, A. y Tang, S. (2021). *Best practices in tariff design: A global survey*. Brattle. <https://www.brattle.com/insights-events/publications/best-practices-in-tariff-design-a-global-survey/>
- Feenstra, R. C., Inklaar, R. y Timmer, M. P. (2015). The next generation of the Penn World Table. *American economic review*, 105(10), 3150-3182.
- Feger, F., Pavanini, N., y Radulescu, D. (2022). Welfare and redistribution in residential electricity markets with solar power. *The Review of Economic Studies*, 89(6), 3267-3302. <https://doi.org/10.1093/restud/rdac005>
- Fell, H. y Morrill, M. S. (2023). *The impact of wind energy on air pollution and emergency department visits*. SSRN 4340633.
- Fenabreve (2022). *Informativo usados Fenabreve. Dezembro 2022* (216). <https://online.fliphtml5.com/ordey/bpkp/>
- Feng, W. y Figliozzi, M. (2013). An economic and technological analysis of the key factors affecting the competitiveness of electric commercial vehicles: A case study from the USA market. *Transportation Research Part C: Emerging Technologies*, 26, 135-145. <https://doi.org/10.1016/j.trc.2012.06.007>
- Ferreño, O. y Lucas, H. (2019). *Subastas de energía renovable en Latinoamérica y Caribe. Caso de estudio: Uruguay*. Ventus y Factor. <https://fundacionbariloche.org.ar/wp-content/uploads/2019/04/1.-Estudio-de-Caso-Subastas-Uruguay.pdf>
- FICEM (2019). *Informe estadístico 2019*. Federación Interamericana del Cemento.
- Figge, F., Young, W. y Barkemeyer, R. (2014). Sufficiency or efficiency to achieve lower resource consumption and emissions? The role of the rebound effect. *Journal of Cleaner Production*, 69, 216-224. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2014.01.031>
- Figueroa, M., Lah, O., Fulton, L. M., McKinnon, A. y Tiwari, G. (2014). Energy for transport. *Annual Review of Environment and Resources*, 39, 295-325.
- FMI (2012). *Fiscal regimes for extractive industries: Design and implementation*. Fondo Monetario Internacional. <https://www.imf.org/external/np/pp/eng/2012/081512.pdf>
- FMI (2021). *Fossil fuel subsidies by country and fuel*. Documento de trabajo n.o 2023/169. Fondo Monetario Internacional. <https://www.imf.org/en/Publications/WP/Issues/2023/08/22/IMF-Fossil-Fuel-Subsidies-Data-2023-Update-537281>
- FMI (2022). *PIB datos a precios constantes en moneda nacional. World Economic Outlook Database. October 2022 Edition* [base de datos]. Fondo Monetario Internacional. Recuperada el 28 de diciembre de 2023. www.imf.org/en/Publications/WEO/weo-database/2022/October
- Foster, L., Haltiwanger, J. C. y Krizan, C. J. (2001). Aggregate productivity growth: Lessons from microeconomic evidence. En Hulten, C. R., Dean, E. R. y Harper, M. J. (eds.), *New developments in productivity analysis* (pp. 303-372). University of Chicago Press.
- Fowlie, M. y Meeks, R. (2021). The economics of energy efficiency in developing countries. *Review of Environmental Economics and Policy*, 15(2), 238-260.

- Fowlie, M., Greenstone, M. y Wolfram, C. (2018). Do energy efficiency investments deliver? Evidence from the Weatherization Assistance Program. *The Quarterly Journal of Economics*, 133(3), 1597-1644. <https://doi.org/10.1093/qje/qjy005>
- Franklin Templeton (2023). *Green Steel*. <https://www.franklintempleton.com/articles/2023/equity/green-steel>
- Friedlingstein, P., O'Sullivan, M., Jones, M. W., Andrew, R. M., Gregor, L., Hauck, J., Le Quéré, C., Luijkx, I. T., Olsen, A., Peters, G. P., Peters, W., Pongratz, J., Schwingshackl, C., Sitch, S., Canadell, J. G., Ciais, P., Jackson, R. B., Alin, S. R., Alkama, R., ... Zheng, B. (2022). Global carbon budget 2022. *Earth System Science Data*, 14(11), 4811-4900. <https://doi.org/10.5194/essd-14-4811-2022>
- Gabrielli, P., Rosa, L., Gazzani, M., Meys, R., Bardow, A., Mazzotti, M. y Sansavini, G. (2023). Net-zero emissions chemical industry in a world of limited resources. *One Earth*, 6(6), 682-704. <https://doi.org/10.1016/j.oneear.2023.05.006>
- Galindo Paliza, L. M., Hoffmann, B. y Vogt-Schilb, A. (2022). *¿Cuánto costará lograr los objetivos del cambio climático en América Latina y el Caribe?* Banco Interamericano de Desarrollo. <https://doi.org/10.18235/0004021>
- Gallardo, R. y Elevado, K. (2017). *Cost-benefit analysis of concrete mixed with waste ceramic tiles and fly ash*. https://www.researchgate.net/publication/326439758_Cost-Benefit_Analysis_of_Concrete_Mixed_with_Waste_Ceramic_Tiles_and_Fly_Ash
- Gallego, F., Montero, J.-P. y Salas, C. (2013). The effect of transport policies on car use: Evidence from Latin American cities. *Journal of Public Economics*, 107(C), 47-62.
- Gandelman, N., Serebrisky, T. y Suárez-Alemán, A. (2019). Household spending on transport in Latin America and the Caribbean: A dimension of transport affordability in the region. *Journal of Transport Geography*, 79(C), 1-1.
- Gani (2012). The relationship between good governance and carbon dioxide emissions: Evidence from developing economies. *Journal of Economic Development*, Chung-Ang University, Department of Economics, 37(1), 77.
- García-Suaza, A., Caiza-Guamán, P., Romero-Torres, B., Sarango-Iturralde, A. y Buitrago, C. (2023). *Análisis de demanda de empleo verde a partir de información de vacantes para América Latina y el Caribe en el contexto de la transición energética*. CAF. <https://scioteca.caf.com/handle/123456789/2185>
- Garrett-Peltier, H. (2017). Green versus brown: Comparing the employment impacts of energy efficiency, renewable energy, and fossil fuels using an input-output model. *Economic Modelling*, 61, 439-447. <https://doi.org/10.1016/j.econmod.2016.11.012>
- Garrett-Peltier, H., Pollin, R., Heintz, J. y Chakraborty, S. (2015). *Global green growth: Clean energy industrial investments and expanding job opportunities*. The Global Green Growth Instituto y Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial. <https://doi.org/10.13140/RG.2.1.2179.7605>
- Garrigues (2020). Chile: Se aprueba la nueva regulación aplicable a los medios de generación eléctrica a pequeña escala (PMG y PMGD). *Garrigues* [sitio web]. Noticia del 9 de octubre. https://www.garrigues.com/es_ES/noticia/chile-aprueba-nueva-regulacion-aplicable-medios-generacion-electrica-pequena-escala-pmg-pmgd
- GCCA (2021). *Futuro del hormigón*. Asociación Global de Cemento y Concreto. <https://gccassociation.org/concretefuture/wp-content/uploads/2021/11/GCCA-Concrete-Future-Roadmap-Spanish.pdf>

Gerarden, T. D., Newell, R. G. y Stavins, R. N. (2017). Assessing the energy-efficiency gap. *Journal of Economic Literature*, 55(4), 1486-1525. <https://doi.org/10.1257/jel.20161360>

Ghisellini, P., Cialani, C. y Ulgiati, S. (2016). A review on circular economy: The expected transition to a balanced interplay of environmental and economic systems. *Journal of Cleaner Production*, 114, 11-32.

Giese, L. y Reiff-Stephan, J. (2021). Hydrogen and usability of hydrogen storage technologies: Liquid organic hydrogen carriers (LOHC) versus other physical and chemical storage methods. *TH Wildau Engineering and Natural Sciences Proceedings*, 1. <https://doi.org/10.52825/thwildauensp.v1i.10>

GIIGNL (2023). *GIIGNL releases 2023 annual report*. International Group of Liquefied Natural Gas Importers. <https://giignl.org/wp-content/uploads/2023/07/GIIGNL-2023-Annual-Report-July20.pdf>

Gil, S. (2021). *Principales consumos en la región AMBA*. Eficiencia Energética en Argentina. https://www.eficienciaenergetica.net.ar/img_publicaciones/04271007_01.SectorResidencial-PrincipalesconsumosenelAMBA.pdf

Glaeser, E. L. y Kahn, M. E. (2010). The greenness of cities: Carbon dioxide emissions and urban development. *Journal of Urban Economics*, 67(3), 404-418. <https://doi.org/10.1016/j.jue.2009.11.006>

Global Energy Observatory, Google, KTH Royal Institute of Technology in Stockholm, Enipedia y World Resources Institute (2021). *Global Power Plant Database* [base de datos]. Publicado en Resource Watch and Google Earth Engine. <https://datasets.wri.org/dataset/globalpowerplantdatabase>

Gobierno de la Ciudad de Buenos Aires (2023). La ciudad alcanzó los 300 kilómetros de ciclovías para seguir promoviendo el uso de la bicicleta. *Buenos Aires Ciudad* [sitio web]. Noticia del 7 de febrero. <https://buenosaires.gob.ar/noticias/la-ciudad-alcanzo-los-300-kilometros-de-ciclovias-para-seguir-promoviendo-el-uso-de-la>

Gómez García, R., Vignati, F., Ginatta, G. y Rodríguez, M. del C. (2022). Observatorio CAF GEF de buenas prácticas y lecciones aprendidas. *Boletín n.º 1*. Observatorio de la Iniciativa Latinoamericana y del Caribe para el Mercado del Carbono (ILACC). Caracas: CAF. <https://scioteca.caf.com/handle/123456789/1927>

Gómez Gélvez J. y Mojica, C. (2016). *The incorporation of electric cars in Latin America*. Banco Interamericano de Desarrollo. <https://publications.iadb.org/publications/english/document/The-Incorporation-of-Electric-Cars-in-Latin-America.pdf>

González-Mahecha, E., Lecuyer, O., Hallack, M., Bazilian, M. y Vogt-Schilb, A. (2019). Committed emissions and the risk of stranded assets from power plants in Latin America and the Caribbean. *Environmental Research Letters*, 14(12), 124096. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/ab5476>

González-Salazar, M. A., Kirsten, T. y Prchlik, L. (2018). Review of the operational flexibility and emissions of gas- and coal-fired power plants in a future with growing renewables. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82, 1497-1513. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.278>

Goodwin, P., Dargay, J. y Hanly, M. (2004). Elasticities of road traffic and fuel consumption with respect to price and income: A review. *Transport Reviews*, 24(3), 275-292. <https://doi.org/10.1080/0144164042000181725>

Gordon, S. B., Bruce, N. G., Grigg, J., Hibberd, P. L., Kurmi, O. P., Lam, K. H., Mortimer, K., Asante, K. P., Balakrishnan, K., Balmes, J., Bar-Zeev, N., Bates, M. N., Breyse, P. N., Buist, S., Chen, Z., Havens, D., Jack, D., Jindal, S., Kan, H., ... Martin, W. J. (2014). Respiratory risks from household air pollution in low and middle income countries. *The Lancet. Respiratory Medicine*, 2(10), 823-860. [https://doi.org/10.1016/S2213-2600\(14\)70168-7](https://doi.org/10.1016/S2213-2600(14)70168-7)

GPE (2023). *Supply up to n100 MW of the electricity generation from renewable energy based power generation facilities on a build, own and operate (BOO) basis* [Request for proposals]. Generation Procurement Entity. <https://gpe.gov.jm/wp-content/uploads/2023/09/Request-for-Proposal-1.pdf>

Gracida-Alvarez, U. R., Xu, H., Benavides, P. T., Wang, M. y Hawkins, T. R. (2023). Circular economy sustainability analysis framework for plastics: Application for polyethylene terephthalate (PET). *ACS Sustainable Chemistry & Engineering*, 11(2), 514-524. <https://doi.org/10.1021/acssuschemeng.2c04626>

Gramkow, C. y Anger-Kraavi, A. (2019). Developing green: A case for the Brazilian manufacturing industry. *Sustainability*, 11(23), 6783. <https://doi.org/10.3390/su11236783>

Green, J. y Sánchez, S. (2013). *La calidad del aire en América Latina: Una visión panorámica*. Clean Air Institute. https://archivo.minambiente.gov.co/images/AsuntosambientalesySectorialyUrbana/pdf/contaminacion_atmosferica/La_Calidad_del_Aire_en_América_Latina.pdf

Gross, S. (2020). *The challenge of decarbonizing heavy transport*. Brookings. <https://www.brookings.edu/articles/the-challenge-of-decarbonizing-heavy-transport/>

Grupo ICE (2020). *Generación y demanda. Informe anual 2020*. Instituto Costarricense de Electricidad, Centro Nacional de Control de Electricidad. <https://apps.grupoice.com/CenceWeb/documentos/3/3008/13/Bolet%C3%ADn%20CENCE%202020.pdf>

Grupo ICE (2021). *Informe anual de la operación del sistema eléctrico nacional 2021*. Instituto Costarricense de Electricidad, Centro Nacional de Control de Electricidad. <https://apps.grupoice.com/CenceWeb/documentos/3/3008/16/Informe%20%20Anual%20CENCE%202021.pdf>

Grupo ICE (2022). *Generación y demanda. Informe anual* [Información técnica. Informes anuales]. Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). Centro Nacional de Control de Energía. <https://apps.grupoice.com/CenceWeb/documentos/3/3008/19/Informe%20Anual%20DOCSE%202022.pdf>

Guerra, K., Haro, P., Gutiérrez, R. E. y Gómez-Barea, A. (2022). Facing the high share of variable renewable energy in the power system: Flexibility and stability requirements. *Applied Energy*, 310, 118561. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.118561>

Haerper, C., Inglehart, R., Moreno, A., Welzel, C., Kizilova, K., Diez-Medrano J., M. Lagos, P. Norris, E. Ponarin y Puranen, B. et al. (eds.). 2022. *World Values Survey Trend File (1981-2022) Cross-National Data-Set* [serie de datos]. Madrid (España) y Vienna (Austria): JD Systems Institute & WVSA Secretariat. Data File Version 2.0.0. Recuperada el 7 de septiembre de 2023. doi:10.14281/18241.23

Hafner, M. y Luciani, G. (Eds.). (2022). *The Palgrave handbook of international energy economics*. Springer International Publishing. <https://doi.org/10.1007/978-3-030-86884-0>

Hall, D. y Lutsey, N. (2018). *Effects of battery manufacturing on electric vehicle life-cycle greenhouse gas emissions*. The International Council on Clean Transportation. <https://theicct.org/publication/effects-of-battery-manufacturing-on-electric-vehicle-life-cycle-greenhouse-gas-emissions/>

Hancevic, P. I. y Sandoval, H. H. (2023). *Split incentives in emerging countries*. Documento de trabajo RedNIE n.º242. <https://rednie.eco.unc.edu.ar/files/DT/242.pdf>

- Hanna, R., Duflo, E. y Greenstone, M. (2016). Up in smoke: The influence of household behavior on the long-run impact of improved cooking stoves. *American Economic Journal: Economic Policy*, 8(1), 80-114. <https://doi.org/10.1257/pol.20140008>
- Hanna, R., Kreindler, G. y Olken, B. A. (2017). Citywide effects of high-occupancy vehicle restrictions: Evidence from “three-in-one” in Jakarta. *Science*, 357(6346), 89-93. <https://doi.org/10.1126/science.aan2747>
- Hao, X., Lin, Z., Wang, H., Ou, S. y Ouyang, M. (2020). Range cost-effectiveness of plug-in electric vehicle for heterogeneous consumers: An expanded total ownership cost approach. *Applied Energy*, 275, 115394. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115394>
- Harding, M. y Hsiaw, A. (2014). Goal setting and energy conservation. *Journal of Economic Behavior & Organization*, 107(PA), 209-227.
- Hattori, T., Takahashi, K. y Tamura, K. (2022). *IGES NDC Database* [serie de datos]. Institute for Global Environmental Strategies. Recuperada el 7 de septiembre de 2023. <https://doi.org/10.57405/iges-5005>
- Heincke, S., Maksimainen, J., Pachthod, D., Reiter, S., Tai, H. y Van Hoey, M. (2023). *The circular cement value chain: Sustainable and profitable*. McKinsey and Company. <https://www.mckinsey.com/industries/engineering-construction-and-building-materials/our-insights/the-circular-cement-value-chain-sustainable-and-profitable>
- Hellgren, J. (2007). Life cycle cost analysis of a car, a city bus and an intercity bus powertrain for year 2005 and 2020. *Energy Policy*, 35(1), 39-49. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2005.10.004>
- Helmcke, S., Hundertmark, T., Musso, C., Jie Ong, W., Oxgaard, J. y Wallach, J. (2022). *Climact Impact of Plastics*. McKinsey and Company.
- Henriques, C. O., Coelho, D. H. y Cassidy, N. L. (2016). Employment impact assessment of renewable energy targets for electricity generation by 2020—An IO LCA approach. *Sustainable Cities and Society*, 26, 519-530. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2016.05.013>
- Hernández-Cortés, D. y Mathes, S. (2024). *The effects of renewable energy projects on employment: Evidence from Brazil*. CAF. <https://scioteca.caf.com/handle/123456789/2201>
- Hernández, D. y Hansz, M. (2021). *Accesos a oportunidades para favorecer la inclusión. Aspectos conceptuales, indicadores y su medición*. CAF. <https://scioteca.caf.com/handle/123456789/1692>
- Hernandez, R. R., Hoffacker, M. K., y Field, C. B. (2014). Land-use efficiency of big solar. *Environmental Science & Technology*, 48(2), 1315-1323. <https://doi.org/10.1021/es4043726>
- Hochberg, M. y Poudineh, R. (2021). The Brazilian electricity market architecture: An analysis of instruments and misalignments. *Utilities Policy*, 72, 101267. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2021.101267>
- Holmgren, J. (2007). Meta-analysis of public transport demand. *Transportation Research Part A: Policy and Practice*, 41(10), 1021-1035. <https://doi.org/10.1016/j.tra.2007.06.003>
- Houde, S., Todd, A., Sudarshan, A., Flora, J. A. y Armel, K. C. (2013). Real-time feedback and electricity consumption: A field experiment assessing the potential for savings and persistence. *The Energy Journal*, 34(1), 87-102.

- Hsieh, C.-T. y Klenow, P. J. (2009). Misallocation and manufacturing TFP in China and India. *Quarterly Journal of Economics*, 124(4), 1403-1448. <https://doi.org/10.1162/qjec.2009.124.4.1403>
- Hubacek, K., Chen, X., Feng, K., Wiedmann, T. y Shan, Y. (2021). Evidence of decoupling consumption-based CO2 emissions from economic growth. *Advances in Applied Energy*, 4, 100074. <https://doi.org/10.1016/j.adapen.2021.100074>
- Hubbard, T. N. (2003). Information, decisions, and productivity: On-board computers and capacity utilization in trucking. *American Economic Review*, 93(4), 1328-1353. <https://doi.org/10.1257/000282803769206322>
- Hund, K., La Porta, D., Fabregas, T. P., Laing, T. y Drexhage, J. (2023). *Minerals for climate action: The mineral intensity of the clean energy transition*. Grupo del Banco Mundial. <https://policycommons.net/artifacts/4086479/minerals-for-climate-action/4893824/>
- IEAGHG (2017). *Reference data and supporting literature reviews for SMR based hydrogen production with CCS*. IEA Greenhouse Gas R&D Programme. <https://documents.ieaghg.org/index.php/s/7li9WGEAfuMPvP>
- limi, A., Elahi, R., Kitchlu, R. y Costolanski, P. (2019). Energy-saving effects of progressive pricing and free CFL Bulb Distribution Program: Evidence from Ethiopia. *World Bank Economic Review*, 33(2), 461-478. <https://doi.org/10.1093/wber/lhw068>
- In-Data y CDT (2019). *Informe final de usos de la energía de los hogares Chile 2018*. https://www.energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/informe_final_caracterizacion_residencial_2018.pdf
- INECC (2018). *Inventario nacional de emisiones de gases y compuestos de efecto invernadero* [serie de datos]. Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático. Gobierno de México. <https://www.gob.mx/inecc/acciones-y-programas/inventario-nacional-de-emisiones-de-gases-y-compuestos-de-efecto-invernadero>
- ING (2023, mayo 2). *How the EU's carbon border tax will affect the global metals trade*. ING. <https://www.ing.com/Newsroom/News/How-the-EUs-carbon-border-tax-will-affect-the-global-metals-trade.htm>
- Instituto Mexicano del Transporte (2022). Situación de la electromovilidad en México. *Notas n.o 195, enero-febrero, art. 2*. <https://imt.mx/resumen-boletines.html?IdArticulo=550&IdBoletin=196>
- Instituto Nacional de Estadística (2022). *Encuesta Continua de Hogares 2022* [serie de datos]. Recuperada el 23 de octubre de 2023 de <https://www4.ine.gub.uy/Anda5/index.php/catalog/730>
- Intendencia Montevideo (2023). *Más taxis eléctricos en Montevideo*. <https://montevideo.gub.uy/noticias/movilidad-y-transporte/mas-taxis-electricos-en-montevideo>
- IPCC (2005). *IPCC special report on carbon dioxide capture and storage*. Preparado por el Grupo de Trabajo III del Panel Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático (Metz, B., Davidson, O., de Coninck, H. C., Loos, M. y Meyer, L. A., eds.). Cambridge (UK) y Nueva York (EE. UU.): Cambridge University Press. <https://www.ipcc.ch/report/carbon-dioxide-capture-and-storage/>
- IPCC (2006). Stationary combustion. En IPCC, *2006 IPCC guidelines for national greenhouse gas inventories. Volume 2: Energy* (Vol. 2). Panel Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático. https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_2_Ch2_Stationary_Combustion.pdf

- IPCC (2019). *2019 Refinement to the 2006 IPCC guidelines for national greenhouse gas inventories*. Grupo Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático. <https://www.ipcc.ch/report/2019-refinement-to-the-2006-ipcc-guidelines-for-national-greenhouse-gas-inventories/>
- IPCC (2021). *IPCC WGI Interactive Atlas* [base de datos]. Panel Intergubernamental para el Cambio Climático. Recuperada el 11 de septiembre de 2023 de <https://interactive-atlas.ipcc.ch/atlas>
- IPCC (2022). Climate change 2022: Mitigation of climate change. *IPCC Sixth Assessment Report* [sitio web]. Panel Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático. <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/>
- IPCC (ed.) (2023). Industry. En *Climate change 2022—Mitigation of climate change* (1.a ed., pp. 1161-1244). Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/9781009157926.013>
- IRENA (2019a). Flexibility in conventional power plants. *Innovation Landscape Brief*. Abu Dabi: Agencia Internacional de Energía Renovable. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Flexibility_in_CPPs_2019.pdf?la=en&hash=AF60106EA083E492638D8FA9ADF7FD099259F5A1
- IRENA (2019b). *Innovation outlook: Smart charging for electric vehicles*. Agencia Internacional de la Energía Renovable. <https://www.irena.org/publications/2019/May/Innovation-Outlook-Smart-Charging>
- IRENA (2020). *Evaluación del estado de preparación de las energías renovables: El Salvador*. Abu Dabi: Agencia Internacional de Energías Renovables. <https://www.irena.org/publications/2020/Dec/Renewables-Readiness-Assessment-El-Salvador-ES>
- IRENA (2021). *Innovation outlook: Renewable methanol*. Abu Dhabi: Agencia Internacional de la Energía Renovable.
- IRENA (2023). *World energy transitions outlook 2023*. Agencia Internacional de las Energías Renovables. <https://www.irena.org/Digital-Report/World-Energy-Transitions-Outlook-2023>
- IRENA y ETSAP (2013). Biomass co-firing. *Technologie Brief E21*. Agencia Internacional de Energías Renovables y Energy Technology Systems Analysis Programme de la Agencia Internacional de la Energía. <https://www.irena.org/publications/2013/Jan/Biomass-co-firing>
- Ito, K. (2014). Do consumers respond to marginal or average price? Evidence from nonlinear electricity pricing. *American Economic Review*, 104(2), 537-563. <https://doi.org/10.1257/aer.104.2.537>
- Jambeck, J. R., Geyer, R., Wilcox, C., Siegler, T. R., Perryman, M., Andrady, A., Narayan, R. y Law, K. L. (2015). Plastic waste inputs from land into the ocean. *Science*, 347(6223), 768-771. <https://doi.org/10.1126/science.1260352>
- Jenkins, J. D., Zhou, Z., Ponciroli, R., Vilim, R. B., Ganda, F., De Sisternes, F. y Botterud, A. (2018). The benefits of nuclear flexibility in power system operations with renewable energy. *Applied Energy*, 222, 872-884. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.03.002>
- Jiménez Mori, R. A., Serebrisky, T. y Mercado Díaz, J. E. (2014). *Power lost: Sizing electricity losses in transmission and distribution systems in Latin America and the Caribbean*. Banco Interamericano de Desarrollo. <https://publications.iadb.org/en/power-lost-sizing-electricity-losses-transmission-and-distribution-systems-latin-america-and>
- Joskow, P. L. (2006). *Competitive electricity markets and investment in new generating capacity*. Documento de trabajo 06-009. MIT Center for Energy and Environmental Policy Research. <https://dspace.mit.edu/handle/1721.1/45055>

- Joskow, P. L. (2008). Capacity payments in imperfect electricity markets: Need and design. *Utilities Policy*, 16(3), 159-170. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2007.10.003>
- Joskow, P. L. (2019). *Challenges for wholesale electricity markets with intermittent renewable generation at scale: The U.S. experience*. Serie de Documento de trabajo 2019-001. MIT Center for Energy and Environmental Policy Research. <https://ceep.mit.edu/workingpaper/challenges-for-wholesale-electricity-markets-with-intermittent-renewable-generation-at-scale-the-u-s-experience/>
- Jugessur, S., Low, Q. X., Gischler, C., Bonzi Teixeira, A., Thomas, C., Lessey-Kelly, T., Ramgattie, A. y Maynard, M. (2022). *The roadmap for a green hydrogen economy in Trinidad and Tobago*. Banco Interamericano de Desarrollo. <https://doi.org/10.18235/0004555>
- Kahn, M. E. y Kok, N. (2014). The capitalization of green labels in the California housing market. *Regional Science and Urban Economics*, 47, 25-34. <https://doi.org/10.1016/j.regsciurbeco.2013.07.001>
- Kapat, J. y Otto, M. (2022). Ammonia as a liquid for the future of aviation. Universidad de Florida Central. https://cater.cecs.ucf.edu/uli_alfa/
- Kastanaki, E. y Giannis, A. (2023). Dynamic estimation of end-of-life electric vehicle batteries in the EU-27 considering reuse, remanufacturing and recycling options. *Journal of Cleaner Production*, 393, 136349. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.136349>
- Keinath, C. y Garimella, S. (2017). An energy and cost comparison of residential water heating technologies. *Energy*, 128, 626-633. Elsevier. DOI:10.1016/j.energy.2017.03.055
- Kenworthy, J. y Laube, F. (2002). Urban transport patterns in a global sample of cities & their linkages to transport infrastructure, land use, economics & environment. *World Transport Policy & Practice*, 8(3). <https://trid.trb.org/view/768993>
- Kepler Cheuvreux (2014). Stranded assets, fossilized revenues. *Kepler Cheuvreux* [sitio web]. ESG Sustainability Research.
- Kermeli, K., Worrell, E., Graus, W. y Corsten, M. (2017). *Energy efficiency and cost saving opportunities for ammonia and nitrogenous fertilizer production*. Document Number 430-R-17002. U.S. Environmental Protection Agency. https://www.energystar.gov/sites/default/files/tools/Fertilizer_guide_170418_508.pdf
- Khalil, M. M. H., Ismail, E. H., El-Baghdady, K. Z. y Mohamed, D. (2014). Green synthesis of silver nanoparticles using olive leaf extract and its antibacterial activity. *Arabian Journal of Chemistry*, 7(6), 1131-1139. <https://doi.org/10.1016/j.arabjc.2013.04.007>
- Khan, S., Maheshwari, N., Aglave, G. y Arora, R. (2020). Experimental design of green concrete and assessing its suitability as a sustainable building material. *Materials Today: Proceedings*, 26, 1126-1130. <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2020.02.225>
- Khudhur, N., Khudhur, S. y Ahmad, I. (2018). An assessment of heavy metal soil contamination in a steel factory and the surrounding area in Erbil City. *Jordan Journal of Earth and Environmental Sciences*.
- Khung, D. y Crete, E. (2022). *Life cycle assessment (LCA) and cost-benefit analysis for low carbon concrete and cement mix designs*. Red de Soluciones para el Desarrollo Sostenible. https://irp.cdn-website.com/be6d1d56/files/uploaded/Low%20Carbon%20Concrete%20LCA%20and%20Cost-Benefit%20Whitepaper_Updated-aec30a40.pdf

- Kirchherr, J., Reike, D. y Hekkert, M. (2017). Conceptualizing the circular economy: An analysis of 114 definitions. *Resources, Conservation and Recycling*, 127, 221-232.
- Klemperer, P. (2002). What really matters in auction design. *Journal of Economic Perspectives*, 16(1), 169-189. <https://doi.org/10.1257/0895330027166>
- KPMG (2022,). *Los recursos para la transición energética: Hacia un mundo circular*. KPMG. <https://kpmg.com/ar/es/home/insights/2021/08/los-recursos-para-la-transicion-energetica.html>
- Krantz, R., Sogaard, K. y Smith, T. (2020). The scale of investment needed to decarbonize international shipping. *Global Maritime Forum*. <https://www.globalmaritimeforum.org/news/the-scale-of-investment-needed-to-decarbonize-international-shipping>
- Krewski, D., Jerrett, M., Burnett, R. T., Ma, R., Hughes, E., Shi, Y., Turner, M. C., Pope, C. A., Thurston, G., Calle, E. E., Thun, M. J., Beckerman, B., DeLuca, P., Finkelstein, N., Ito, K., Moore, D. K., Newbold, K. B., Ramsay, T., Ross, Z., ... Tempalski, B. (2009). Extended follow-up and spatial analysis of the American Cancer Society study linking particulate air pollution and mortality. *Research Report Health Effects Institute*, 140, 5-114; discussion 115-136.
- Kurrer, C. M. (2020). *The potential of hydrogen for ecarbonizing steel production*. Briefing. Think Tank: Parlamento Europeo. [https://www.europarl.europa.eu/thinktank/en/document/EPRS_BRI\(2020\)641552](https://www.europarl.europa.eu/thinktank/en/document/EPRS_BRI(2020)641552)
- Kusuma, R. T., Hiremath, R. B., Rajesh, P., Kumar, B. y Renukappa, S. (2022). Sustainable transition towards biomass-based cement industry: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 163, 112503. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112503>
- La Nación (2022). Este verano, con YPF podés ir a la costa con tu auto eléctrico. *La Nación* [diario digital]. Edición del 29 de diciembre. <https://www.lanacion.com.ar/autos/este-verano-con-ypf-podes-ir-a-la-costa-con-tu-auto-electrico-nid29122022/>
- La República (2023). Tarifa de luz se cobrará por horarios: ¿desde cuándo rige y en qué tramo del día pagas más económico y caro? *La República* [diario digital] Edición del 22 de junio. <https://larepublica.pe/economia/2023/06/15/recibo-de-luz-se-medira-por-horarios-desde-cuando-rige-y-que-tramo-del-dia-tiene-la-tarifa-mas-economica-y-cara-en-el-luz-del-sur-electricidad-atmp-940065>
- Labandeira, X., Labeaga, J. M. y López-Otero, X. (2017). A meta-analysis on the price elasticity of energy demand. *Energy Policy*, 102, 549-568. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.01.002>
- Laffont, J.-J. y Tirole, J. (1993). *A theory of incentives in procurement and regulation*. MIT Press.
- Land Transport Authority (2011). Passenger transport mode shares in world cities. *Journeys*, 12, 54-64.
- Lang, J., Hyslop, C., Yi Yeo, Z., Black, R., Chalkley, P., Hale, T., Hans, F., Hay, N., Höhne, N., Hsu, A., Kuramochi, T., Mooldijk, S. y Smith, S. (2023). *Net Zero Tracker* [base de datos]. Energy and Climate Intelligence Unit, Data-Driven EnviroLab, NewClimate Institute, Oxford Net Zero. Recuperada el 14 de agosto de 2023. <https://zerotracker.net/>
- Lark, T. J., Hendricks, N. P., Smith, A., Pates, N., Spawn-Lee, S. A., Bougie, M., Booth, E. G., Kucharik, C. J. y Gibbs, H. K. (2022). Environmental outcomes of the US renewable fuel standard. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 119(9), e2101084119. <https://doi.org/10.1073/pnas.2101084119>

- Larsen, J., King, B., Kolus, H., Dasari, N., Hiltbrand, G. y Jones, W. (2022). *A turning point for US climate progress: Assessing the climate and clean energy provisions in the Inflation Reduction Act*. Rhodium Group. <https://rhg.com/research/climate-clean-energy-inflation-reduction-act/>
- Lazard (2023). *2023 Levelized cost of energy+*. <https://www.lazard.com/research-insights/2023-levelized-cost-of-energyplus/>
- Lee, H., Choe, B., Lee, B., Gu, J., Cho, H.-S., Won, W. y Lim, H. (2022). Outlook of industrial-scale green hydrogen production via a hybrid system of alkaline water electrolysis and energy storage system based on seasonal solar radiation. *Journal of Cleaner Production*, 377, 134210. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.134210>
- Lee, K. K., Bing, R., Kiang, J., Bashir, S., Spath, N., Stelzle, D., Mortimer, K., Bularga, A., Doudesis, D., Joshi, S. S., Strachan, F., Gumy, S., Adair-Rohani, H., Attia, E. F., Chung, M. H., Miller, M. R., Newby, D. E., Mills, N. L., McAllister, D. A. y Shah, A. S. V. (2020). Adverse health effects associated with household air pollution: A systematic review, meta-analysis, and burden estimation study. *The Lancet. Global Health*, 8(11), e1427-e1434. [https://doi.org/10.1016/S2214-109X\(20\)30343-0](https://doi.org/10.1016/S2214-109X(20)30343-0)
- Lepeule, J., Laden, F., Dockery, D. y Schwartz, J. (2012). Chronic exposure to fine particles and mortality: An extended follow-up of the Harvard Six Cities Study from 1974 to 2009. *Environmental Health Perspectives*, 120(7), 965-970. <https://doi.org/10.1289/ehp.1104660>
- Lewis, A. C. (2021). Optimising air quality co-benefits in a hydrogen economy: A case for hydrogen-specific standards for NOx emissions. *Environmental Science: Atmospheres*, 1(5), 201-207. <https://doi.org/10.1039/D1EA00037C>
- Li, S., Tong, L., Xing, J. y Zhou, Y. (2017). The market for electric vehicles: Indirect network effects and policy design. *Journal of the Association of Environmental and Resource Economists*, 4(1), 89-133. <https://doi.org/10.1086/689702>
- Liborio, A. (2023). La falta de cargadores e infraestructura complica el crecimiento del uso de autos eléctricos en la Argentina. *TN* [portal informativo]. Información publicada el 9 de junio. <https://tn.com.ar/autos/novedades/2023/06/09/la-falta-de-cargadores-e-infraestructura-complica-el-crecimiento-del-uso-de-autos-electricos-en-la-argentina/>
- Linder, M., Naucler, T., Nekovar, S., Pfeiffer, A. y Vekic, N. (2023). *The race to decarbonize electric-vehicle batteries*. McKinsey & Company. <https://www.mckinsey.com/industries/automotive-and-assembly/our-insights/the-race-to-decarbonize-electric-vehicle-batteries>
- Littlechild, S. C. y Skerk, C. J. (2008a). Transmission expansion in Argentina 1: The origins of policy. *Energy Economics*, 30(4), 1367-1384. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2007.12.003>
- Littlechild, S. C. y Skerk, C. J. (2008b). Transmission expansion in Argentina 2: The fourth line revisited. *Energy Economics*, 30(4), 1385-1419. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2007.12.007>
- Littlechild, S. C. y Skerk, C. J. (2008c). Transmission expansion in Argentina 3: The evolution of policy. *Energy Economics*, 30(4), 1420-1461. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2007.12.011>
- Liu, J., Tong, D., Zheng, Y., Cheng, J., Qin, X., Shi, Q., Yan, L., Lei, Y. y Zhang, Q. (2021). Carbon and air pollutant emissions from China's cement industry 1990–2015: Trends, evolution of technologies, and drivers. *Atmospheric Chemistry and Physics*, 21(3), 1627-1647. <https://doi.org/10.5194/acp-21-1627-2021>

- Lobsiger, M. y Rutzer, C. (2021). The green potential of occupations in Switzerland. *Swiss Journal of Economics and Statistics* 157, 8. <https://doi.org/10.1186/s41937-021-00076-y>
- López Soto, D., Mejdalani, A., Nogales, A., Tolmasquim, M. y Hallack, M. (2019). *Advancing the policy design and regulatory framework for renewable energies in Latin America and the Caribbean for grid-scale and distributed generation*. Banco Interamericano de Desarrollo. <https://doi.org/10.18235/0002083>
- Lusher, A. L., Tirelli, V., O'Connor, I. y Officer, R. (2015). Microplastics in Arctic polar waters: The first reported values of particles in surface and sub-surface samples. *Scientific Reports*, 5(1), 14947. <https://doi.org/10.1038/srep14947>
- MADES (2020). *Inventario nacional de gases de efecto invernadero del Paraguay (INGEI)* [serie de datos]. Ministerio del Ambiente y Desarrollo Sostenible. Gobierno de Paraguay. <https://www.mades.gov.py/2020/05/07/inventario-nacional-de-gases-de-efecto-invernadero-ingei-del-paraguay/>
- Maldonado, J. H. y Moreno-Sánchez, R. del P. (2023). *Servicios ecosistémicos y biodiversidad en América Latina y el Caribe*. Documento de trabajo. CAF. <https://scioteca.caf.com/handle/123456789/2051>
- Máñez Gomis, G., Bermúdez Forn, E., Orbea Otazua, J., Pietrobelli, F., Díaz Rivas, G. D., Pardo González, J. L. y Font Iribarne, E. (2021). *Movilidad eléctrica. Avances en América Latina y el Caribe. 4a edición*. Euroclima.
- Marchán, E., Espinasa, R. y Yépez-García, A. (2017). *The other side of the boom: Energy prices and subsidies in Latin America and the Caribbean during the super-cycle*. Banco Interamericano de Desarrollo. <https://publications.iadb.org/en/other-side-boom-energy-prices-and-subsidies-latin-america-and-caribbean-during-super-cycle>
- Markaki, M., Belegri-Roboli, A., Michaelides, P., Mirasgedis, S. y Lalas, D. P. (2013). The impact of clean energy investments on the Greek economy: An input-output analysis (2010–2020). *Energy Policy*, 57, 263-275. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.01.047>
- Marmier, A. (2023). *Decarbonisation options for the cement industry*. Comisión Europea. Centro Común de Investigación. Luxemburgo: Oficina de Publicaciones de la Unión Europea. <https://data.europa.eu/doi/10.2760/174037>
- Marques, M. L. V., Uhr, D. y Uhr, J. (2022). *Price and income elasticity of residential electricity demand in Latin America and the Caribbean: An analysis using the meta-analysis method* (SSRN Scholarly Paper 4009765). <https://doi.org/10.2139/ssrn.4009765>
- Mathioudakis, D., Karageorgis, P., Papadopoulou, K. y Lyberatos, G. (2021). LCA and LCC of dried and shredded food waste as an alternative fuel for the cement industry. *Waste Management & Research: The Journal for a Sustainable Circular Economy*, 39(10), 1264-1269. <https://doi.org/10.1177/0734242X21992416>
- McGlade, C. y Ekins, P. (2015). The geographical distribution of fossil fuels unused when limiting global warming to 2 °C. *Nature*, 517(7533), 187-190. <https://doi.org/10.1038/nature14016>
- McKinsey & Company (2009). *Pathways to a low-carbon economy. Version 2 of the global greenhouse gas abatement curve*. McKinsey Sustainability. <https://www.mckinsey.com/capabilities/sustainability/our-insights/pathways-to-a-low-carbon-economy>
- MCTI (2022). *Sistema de Registro Nacional de Emisiones (SIRENE)* [serie de datos]. Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación. Gobierno de Brasil. <https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/cgcl/paginas/sistema-de-registro-nacional-de-emissoes-sirene>

- Medina, J. M., Sáez Del Bosque, I. F., Frías, M., Sánchez De Rojas, M. I. y Medina, C. (2017). Characterisation and valorisation of biomass waste as a possible addition in eco-cement design. *Materials and Structures*, 50(5), 207. <https://doi.org/10.1617/s11527-017-1076-9>
- Melaina, M. W., Antonia, O. y Penev, M. (2013). Blending hydrogen into natural gas pipeline networks: A review of key issues. *Report NREL/TP-5600-51995*. Golden, CO (EE. UU.): National Renewable Energy Lab. <https://doi.org/10.2172/1068610>
- Mercadal, I. (2023). *Desafíos regulatorios en la incorporación de energías renovables*. CAF.
- Mercure, J.-F., Pollitt, H., Viñuales, J. E., Edwards, N. R., Holden, P. B., Chewpreecha, U., Salas, P., Sognaes, I., Lam, A. y Knobloch, F. (2018). Macroeconomic impact of stranded fossil fuel assets. *Nature Climate Change*, 8(7), 588-593. <https://doi.org/10.1038/s41558-018-0182-1>
- Miller, R. E. y Blair, P. D. (2009). *Input-output analysis: Foundations and extensions* (2nd ed). Cambridge University Press.
- MINAM (2020). *Inventario nacional de gases de efecto invernadero 2000-2019*. Ministerio del Ambiente, Gobierno de Perú. <https://www.gob.pe/7857-inventario-nacional-de-gases-de-efecto-invernadero-infocarbono>
- Ministerio de Ambiente (2020). *Inventarios nacionales de gases de efecto invernadero (INGEI)* [serie de datos]. Gobierno de Uruguay. Recuperada el 8 de diciembre de 2023. <https://www.gub.uy/ministerio-ambiente/politicas-y-gestion/inventarios-nacionales-gases-efecto-invernadero-ingei>
- Ministerio de Desarrollo Social (s. f.). *Relevamiento Nacional de Barrios Populares* [base de datos]. Recuperada el 11 de mayo de 2023. <https://www.argentina.gob.ar/desarrollosocial/renabap>
- Ministerio de Energía (2019). *Estudio: Etiquetado energético para artefactos electrodomésticos*. Estado Plurinacional de Bolivia.
- Ministerio de Energía (2022). Ministerio de Energía modifica Decreto 88/2019. *Ministerio de Energía* [sitio web]. Noticias. Gobierno de Chile. <https://energia.gob.cl/noticias/nacional/ministerio-de-energia-modifica-decreto-882019>
- Ministerio de Energía y Minas y Fundación Bariloche (2020). *Encuesta nacional a sectores de consumo final de energía de República Dominicana*. <https://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/cg00949.pdf>
- Ministério de Minas e Energia (2023). CNPE aprova resolução que restabelece o aumento para 12% da mistura de biodiesel ao diesel a partir de abril. *Governo de Brasil* [sitio web]. Noticias. <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/cnpe-aprova-resolucao-que-restabelece-o-aumento-para-12-da-mistura-de-biodiesel-ao-diesel-a-partir-de-abril>
- Minnesota Population Center (2020). *Integrated public use microdata series, international: Version 7.3*. Minneapolis, MN: IPUMS, 2020. <https://doi.org/10.18128/D020.V7.3>
- Minx, J. C., Lamb, W. F., Andrew, R. M., Canadell, J. G., Crippa, M., Döbbling, N., Forster, P. M., Guizzardi, D., Olivier, J., Peters, G. P., Pongratz, J., Reisinger, A., Rigby, M., Saunio, M., Smith, S. J., Solazzo, E. y Tian, H. (2021). A comprehensive and synthetic dataset for global, regional, and national greenhouse gas emissions by sector 1970-2018 with an extension to 2019. *Earth System Science Data*, 13(11), 5213-5252. <https://doi.org/10.5194/essd-13-5213-2021>

- MMA (2020). *Sistema Nacional de Inventarios de Gases de Efecto Invernadero* [serie de datos]. SNI Chile. Santiago: Ministerio del Medio Ambiente. Recuperada el 8 de diciembre de 2023. <https://snichile.mma.gob.cl/sector-procesos-industriales-y-uso-de-productos/#>
- Mobility Portal (2022). Nuevo electrocorredor conecta puntos de carga en el eje cafetero de Colombia. *Mobility Portal Latinoamérica* [portal informativo]. Edición del 14 de julio. <https://mobilityportal.lat/nuevo-electrocorredor-conecta-puntos-de-carga-en-el-eje-cafetero-de-colombia/>
- Mobility Portal (2023). Brasil llega a mitad del 2023 sin política pública en electromovilidad. *Mobility Portal Latinoamérica* [portal informativo]. Edición del 12 de junio. <https://mobilityportal.lat/brasil-llega-a-mitad-del-2023-sin-politica-publica-en-electromovilidad/>
- Montalbano, P. y Nenci, S. (2019). Energy efficiency, productivity and exporting: Firm-level evidence in Latin America. *Energy Economics*, 79, 97-110. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2018.03.033>
- Montero, J.-P., Sepúlveda, F. y Basso, L. (2022). *Pricing congestion to increase traffic: The case of Bogotá*. Documento de trabajo. http://www.chair-energy-prosperity.org/wp-content/uploads/2022/06/Event_Intl-Conf-Innovation-Climate-Change-Gouvernance_202205_Paper_Bogota_2022_04_11.pdf
- Morales Romero, E. (2023). El parque vehicular mexicano se transforma. *Alianza AutoMotriz* [revista en línea]. Edición del 20 de abril. <https://alianzaautomotriz.com/el-parque-vehicular-mexicano-se-transforma/>
- Moreno-Monroy, A. I., Schiavina, M. y Veneri, P. (2021). Metropolitan areas in the world. Delineation and population trends. *Journal of Urban Economics*, 125, 103242. <https://doi.org/10.1016/j.jue.2020.103242>
- Moreno, R. y Larrahondo, D. (2021). The first auction of non-conventional renewable energy in Colombia: Results and perspectives. *International Journal of Energy Economics and Policy*, 11(1), 528.
- Moshiri, S. y Martínez Santillán, M. A. (2018). The welfare effects of energy price changes due to energy market reform in Mexico. *Energy Policy*, 113, 663-672. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.11.035>
- Move (2021). Costa Rica y Panamá inauguran ruta eléctrica de 900 kilómetros. *Movilidad Eléctrica Latinoamérica y el Caribe* [sitio web]. ONU Medio Ambiente-MOVE. <https://movelatam.org/costa-rica-y-panama-inauguran-ruta-electrica-de-900-kilometros/>
- MOVÉS (2021). El nuevo paradigma de la movilidad urbana sostenible. *Movés Uruguay* [sitio web]. <https://moves.gub.uy/movilidadurbanasostenible/>
- MPP (2021). *Steeling demand: Mobilising buyers to bring net-zero steel to market before 2030*. Mission Possible Partnership.
- MPP (2022). *Making net-zero steel possible. An industry-backed, 1.5°C-aligned transition strategy*. Mission Possible Partnership.
- MRC Consultants y PSR (próxima publicación). *La transición energética de América Latina y el Caribe. Una visión al 2050 de sus oportunidades y desafíos*. Documento inédito. CAF.
- Mrozik, W., Rajaeifar, M. A., Heidrich, O. y Christensen, P. (2021). Environmental impacts, pollution sources and pathways of spent lithium-ion batteries. *Energy & Environmental Science*, 14(12), 6099-6121. <https://doi.org/10.1039/D1EE00691F>

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

Muñoz, F. D., Pumarino, B. J. y Salas, I. A. (2017). Aiming low and achieving it: A long-term analysis of a renewable policy in Chile. *Energy Economics*, 65, 304-314. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2017.05.013>

Muñoz, F. D., Suazo-Martínez, C., Pereira, E. y Moreno, R. (2021). Electricity market design for low-carbon and flexible systems: Room for improvement in Chile. *Energy Policy*, 148, 111997. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111997>

Naciones Unidas (2022). *World population prospects 2022*. División de Población, Departamento de Asuntos Económicos y Sociales. <https://population.un.org/wpp/>

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

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

Neoenergía (2020). Corredor verde. *Neoenergía* [sitio web]. <https://www.neoenergia.com/es/corredor-verde>

Newbery, D. (2016). Missing money and missing markets: Reliability, capacity auctions and interconnectors. *Energy Policy*, 94, 401-410. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.10.028>

Nicholas, S. y Basirat, S. (2022). *Iron ore quality a potential headwind to green steelmaking: Technology and mining options are available to hit net-zero steel targets*. Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA). <https://ieefa.org/resources/iron-ore-quality-potential-headwind-green-steelmaking-technology-andmining-options-are>

NOAA (s. f.). *What is eutrophication?* National Oceanic and Atmospheric Administration. <https://oceanservice.noaa.gov/facts/eutrophication.html>

Noel, L., Zarazua de Rubens, G., Sovacool, B. K. y Kester, J. (2019). Fear and loathing of electric vehicles: The reactionary rhetoric of range anxiety. *Energy Research & Social Science*, 48, 96-107. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2018.10.001>

Nordhaus, W. (2015). Climate clubs: Overcoming free-riding in international climate policy. *American Economic Review*, 105(4), 1339-1370. <https://doi.org/10.1257/aer.15000001>

Noussan, M. (2022). Economics of electricity battery storage. En M. Hafner y G. Luciani (eds.), *The Palgrave handbook of international energy economics* (pp. 235-253). Springer International Publishing. https://doi.org/10.1007/978-3-030-86884-0_14

OCDE (2019). *Enhancing the mitigation of climate change through agriculture: Policies, economic consequences, and trade-offs*. Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos. <https://doi.org/10.1787/e9a79226-en>

OCDE (2022). *Global plastics outlook: Policy scenarios to 2060*. Organización para la Cooperación y Desarrollo Económicos. <https://doi.org/10.1787/aa1edf33-en>

OCDE (2023). *Estadísticas tributarias de América Latina y el Caribe 2023*. París: Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos. <https://doi.org/10.18235/0004906>

OCDE (2024). *Poverty rate* (indicator) [serie de datos]. Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos. Recuperada el 30 de enero de 2024 de <https://doi.org/10.1787/0fe1315d-en>

OCDE, CIAT, CEPAL y BID (2022). *Estadísticas tributarias en América Latina y el Caribe 2022*. Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos, Centro Interamericano de Administraciones Tributarias, Comisión Económica para América Latina y el Caribe y Banco Interamericano de Desarrollo. <https://doi.org/10.1787/58a2dc35-en-es>

OIT (2019). *Skills for a greener future: A global view based on 32 country studies*. Organización Internacional del Trabajo. https://www.ilo.org/skills/pubs/WCMS_732214/lang--en/index.htm

OIT (2022). *Skills development for a just transition*. Organización Internacional del Trabajo. https://www.ilo.org/wcmsp5/groups/public/---ed_emp/---emp_ent/documents/publication/wcms_860617.pdf

OLADE (2020). *Procesos competitivos para el financiamiento de proyectos de energías renovables. Situación de América Latina y el Caribe*. Organización Latinoamericana de Energía. <https://www.olade.org/publicaciones/procesos-competitivos-para-el-financiamiento-de-proyectos-de-energ-%EF%BF%BDas-renovables/>

OLADE (2021a). *Precios de la energía en América Latina y el Caribe*. Organización Latinoamericana de Energía. <https://www.olade.org/publicaciones/precios-de-la-energia-en-america-latina-y-el-caribe-informe-anual-abril-2021/>

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

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

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

OLADE (2023c). Reservas de hidrocarburos. *SieLac* [base de datos]. Organización Latinoamericana de Energía. <https://sielac.olade.org/WebForms/Reportes/ReporteDato3.aspx?oc=58&or=670&ss=2&v=1>

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

OLADE (2023e). Series de oferta y demanda. *SieLAC* [base de datos]. Organización Latinoamericana de Energía. Recuperada el 5 de octubre de 2023. <https://sielac.olade.org/WebForms/Reportes/ReporteOD.aspx?subsectorId=0&or=720&ss=2&v=1>

Oliveira Barbosa, M., Peyerl, D. y Mendes, A. B. (2023). The economic and environmental benefits of adopting natural gas in isolated systems of Amazonas state, Brazil. *Environmental Development*, 47, 100889. <https://doi.org/10.1016/j.envdev.2023.100889>

- Olley, G. S. y Pakes, A. (1996). The dynamics of productivity in the telecommunications equipment industry. *Econometrica*, 64(6), 1263. <https://doi.org/10.2307/2171831>
- OMS (2021). *Proportion of population with primary reliance on fuels and technologies for cooking, by fuel type* [base de datos]. Organización Mundial de la Salud. Recuperada el 1 de noviembre de 2023 de <https://www.who.int/data/gho/data/indicators/indicator-details/GHO/proportion-of-population-with-primary-reliance-on-fuels-and-technologies-for-cooking-by-fuel-type>
- OMU (2023). *Observatorio de Movilidad Urbana* [base de datos]. CAF y Banco Interamericano de Desarrollo. Recuperada el 8 de agosto de 2023. <https://omu-latam.org>
- Our World in Data (2023a). *Kaya identity: Drivers of CO₂ emissions*. Con datos de *Global Carbon Budget* (2023) y *Maddison Project Database 2020* (Bolt and van Zanden, 2020). <https://ourworldindata.org/grapher/kaya-identity-co2?tab=table>
- Our World in Data (2023b). *Share of electricity production by source, World*. Con datos de Ember (2023) y Energy Institute (2023). <https://ourworldindata.org/grapher/share-elec-by-source>
- OutletMinero (2017). Chile desarrolla combustible dual hidrógeno-diésel para camiones mineros. *OutletMinero* [sitio web]. <https://outletminero.org/chile-desarrolla-combustible-dual-hidrogeno-diesel-para-camiones-mineros/>
- Pacific Northwest National Laboratory (2023). Hydrogen Properties. *Hydrogen Tools* [base de datos]. Recuperada el 27 de noviembre de 2023. <https://h2tools.org/hyarc/hydrogen-properties>
- Palacios, L. y Guzmán, J. J. (2023). *Financing the energy transition in Latin America and the Caribbean: An incomplete puzzle*. Center on Global Energy Policy. Columbia/SIPA. <https://www.energypolicy.columbia.edu/publications/financing-the-energy-transition-in-latin-america-and-the-caribbean-an-incomplete-puzzle/>
- Paltsev, S., Morris, J., Kheshgi, H. y Herzog, H. (2021). Hard-to-abate sectors: The role of industrial carbon capture and storage (CCS) in emission mitigation. *Applied Energy*, 300, 117322. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117322>
- Paniagua, C. (2023). *Impacto CAF: Electrificación para un desarrollo sostenible*. CAF. <https://www.caf.com/es/especiales/impacto-caf/areas-de-accion/electrificacion-sostenible/>
- Pannone, G., Betz, B., Reale, M. y Thomas, J. (2017). decomposing fuel economy and greenhouse gas regulatory standards in the energy conversion efficiency and tractive energy domain. *SAE International Journal of Fuels and Lubricants*, 10(1), Article 1. <https://doi.org/10.4271/2017-01-0897>
- Parlamento Europeo (2023). La energía renovable. *Fichas temáticas sobre la Unión Europea*. Parlamento Europeo. <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/es/sheet/70/la-energia-renovable>
- Parry, I. W. H. y Small, K. A. (2009). Should urban transit subsidies be reduced? *American Economic Review*, 99(3), 700-724. <https://doi.org/10.1257/aer.99.3.700>
- Parry, I. W. H. y Timilsina, G. R. (2010). How should passenger travel in Mexico City be priced? *Journal of Urban Economics*, 68(2), 167-182. <https://doi.org/10.1016/j.jue.2010.03.009>
- Parry, I. W. H., Black, S. y Vernon, N. (2021). *Still not getting energy prices right: A global and country update of fossil fuel subsidies*. IMF Working Paper n.o 2021/236. <https://www.imf.org/en/Publications/WP/Issues/2021/09/23/Still-Not-Getting-Energy-Prices-Right-A-Global-and-Country-Update-of-Fossil-Fuel-Subsidies-466004>

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

Pellow, M. A., Ambrose, H., Mulvaney, D., Betita, R. y Shaw, S. (2020). Research gaps in environmental life cycle assessments of lithium-ion batteries for grid-scale stationary energy storage systems: End-of-life options and other issues. *Sustainable Materials and Technologies*, 23, e00120. <https://doi.org/10.1016/j.susmat.2019.e00120>

Perczyk, D. y Rabinovich, G. (2023). *Barreras técnicas para la adopción de tecnologías para la transición energética en América Latina y el Caribe* (Informe final). CAF.

Peschel, D. y Liu, W. (2022). *The long-term growth prospects of the People's Republic of China*. Banco Asiático de Desarrollo. <https://doi.org/10.22617/WPS220567-3>

Pevec, D., Babic, J., Carvalho, A., Ghiassi-Farrokhfal, Y., Ketter, W. y Podobnik, V. (2019). Electric vehicle range anxiety: An obstacle for the personal transportation (r) evolution? *4th International Conference on Smart and Sustainable Technologies (SpliTech)*. <https://doi.org/10.23919/SpliTech.2019.8783178>

PNUD (2022). ¿Qué son los mercados de carbono y por qué son importantes? *PNUD Climate Promise* [blog]. Entrada del 27 de mayo. <https://climatepromise.undp.org/es/news-and-stories/que-son-los-mercados-de-carbono-y-por-que-son-importantes>

PNUMA (2020a). *Estado de la movilidad eléctrica: América Latina y el Caribe 2019*. Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente. <https://wedocs.unep.org/20.500.11822/32830>.

PNUMA (2020b). *Single-use plastic bags and their alternatives: Recommendations from life cycle assessments*. Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente. <https://wedocs.unep.org/20.500.11822/31932>

PNUMA (2022a). *El Estado de la generación distribuida solar fotovoltaica en América Latina y el Caribe*. Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente. <http://www.unep.org/es/resources/informe/el-estado-de-la-generacion-distribuida-solar-fotovoltaica-en-america-latina-y-el>

PNUMA (2022b). *2022 Global status report for buildings and construction: Towards a zero-emission, efficient and resilient buildings and construction sector*. Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente. <https://www.unep.org/resources/publication/2022-global-status-report-buildings-and-construction>

Po, J. Y. T., FitzGerald, J. M. y Carlsten, C. (2011). Respiratory disease associated with solid biomass fuel exposure in rural women and children: Systematic review and meta-analysis. *Thorax*, 66(3), 232-239. <https://doi.org/10.1136/thx.2010.147884>

Popa, M. E., Segers, A. J., Denier Van Der Gon, H. A. C., Krol, M. C., Visschedijk, A. J. H., Schaap, M. y Röckmann, T. (2015). Impact of a future H₂ transportation on atmospheric pollution in Europe. *Atmospheric Environment*, 113, 208-222. <https://doi.org/10.1016/j.atmosenv.2015.03.022>

Porsche (2022). *En 2022, red Porsche tendrá más de 550 cargadores exclusivos en América Latina*. Porsche Newsroom. <https://newsroom.porsche.com/es/2022/compania/porsche-red-de-carga-550-cargadores-exclusivos-america-latina.html>

Pörtner, H.-O., Scholes, R. J., Agard, J., Archer, E., Arneth, A., Bai, X., Barnes, D., Burrows, M., Chan, L., Cheung, W. L., Diamond, S., Donatti, C., Duarte, C., Eisenhauer, N., Foden, W., Gasalla, M. A., Handa, C., Hickler, T., Hoegh-Guldberg, O., ..., Ngo, H.T. (2021). IPBES-IPCC co-sponsored workshop report on biodiversity and climate change. *IPBES and IPCC*, 10. DOI:10.5281/zenodo.4782538.

Primicia (2023). Favenpa: Venezuela tiene un parque automotor envejecido. *Primicia* [diario digital]. Edición del 4 de febrero. <https://primicia.com.ve/economia/favenpa-venezuela-tiene-un-parque-automotor-envejecido/#:~:text=Con%20un%20promedio%20de%202022,que%20est%C3%A1n%20%E2%80%9Cmuy%20envejecido%E2%80%9D>

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

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

Purdy, C. y Castillo, R. (2022). *The future of mining in Latin America: Critical minerals and the global energy transition*. Brookings Institution, LTRC Project y Results for Development. https://www.brookings.edu/wp-content/uploads/2022/07/GS_07072022_LTRC-Future-Mining-Latin-America.pdf

pv Magazine. (2023). El 81% de los 235 MW subastados en Guatemala son de proyectos renovables. *Pv magazine* [revista digital]. Edición del 9 de agosto. <https://www.pv-magazine-latam.com/2023/08/09/el-81-de-los-235-mw-subastados-en-guatemala-son-de-proyectos-renovables/>

Qiu, Y., Kahn, M. E. y Xing, B. (2019). Quantifying the rebound effects of residential solar panel adoption. *Journal of Environmental Economics and Management*, 96, 310-341. <https://doi.org/10.1016/j.jeem.2019.06.003>

Rahman, A., Rasul, M. G., Khan, M. M. K. y Sharma, S. (2016). Cement kiln process modeling to achieve energy efficiency by utilizing agricultural biomass as alternative fuels. En *Thermofluid modeling for energy efficiency applications* (pp. 197-225). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-802397-6.00009-9>

Raimi, D., Krupnick, A. J., Shah, J.-S. y Thompson, A. (2021). Decommissioning orphaned and abandoned oil and gas wells: New estimates and cost drivers. *Environmental Science & Technology*, 55(15), 10224-10230. <https://doi.org/10.1021/acs.est.1c02234>

Ramos, R. (2023). *Transición energética en el transporte urbano de América Latina y el Caribe*. Documento de referencia. CAF.

Ravillard, P., Carvajal, F., López, D., Chueca, J. E. y Hallack, M. (2019). *Towards greater energy efficiency in Latin America and the Caribbean: Progress and policies*. Banco Interamericano de Desarrollo. <https://doi.org/10.18235/0002070>

Reich, D. T. (2022). *Protected bicycle lanes protect the climate: Measuring how networks of protected bicycle lanes reduce carbon emissions, transport costs, and premature death*. Institute for Transportation and Development Policy. <https://globaldesigningcities.org/resource/itdp-protected-bicycle-lanes-protect-the-climate/>

Report Linker (2023). Methanol market outlook 2022-2026. *Report Linker* [sitio web]. <https://www.reportlinker.com/clp/global/522075#:~:text=In%202021%2C%20Trinidad%20and%20Tobago,third%20and%20fourth%20place%20respectively>

Restuccia, D. y Rogerson, R. (2008). Policy distortions and aggregate productivity with heterogeneous establishments. *Review of Economic Dynamics*, 11(4), 707-720. <https://doi.org/10.1016/j.red.2008.05.002>

Rissman, J., Bataille, C., Masanet, E., Aden, N., Morrow, W. R., Zhou, N., Elliott, N., Dell, R., Heeren, N., Huckestein, B., Cresko, J., Miller, S. A., Roy, J., Fennell, P., Cremmins, B., Koch Blank, T., Hone, D., Williams, E. D., De La Rue Du Can, S., ... Helseth, J. (2020). Technologies and policies to decarbonize global industry: Review and assessment of mitigation drivers through 2070. *Applied Energy*, 266, 114848. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114848>

RITEVE (2020). *Anuario 2019*. <https://www.rtv.co.cr/wp-content/uploads/Anuario2019.pdf>

Rivas, M. E., Suárez-Alemán, A. y Serebrisky, T. (2019). *Políticas de transporte urbano en América Latina y el Caribe: Dónde estamos, cómo llegamos aquí y hacia dónde vamos*. Banco Interamericano de Desarrollo. <https://doi.org/10.18235/0001737>

Rivera, N. M. (2024). *Fossil fuels displacement and educational outcomes among environmental justice communities: Evidence from Chile*. Documento de trabajo. CAF.

Rivera, N. M., Ruiz-Tagle, C. y Spiller, E. (2021). The health benefits of solar power generation: Evidence from Chile. *Environmental Defense Fund Economics Discussion Paper Series, EDF EDP*, 21-02.

Roca, J. (2023). La demanda mundial de acero verde crece más rápido de lo que puede aumentar la producción. *El Periódico de la Energía [periódico digital]*. Edición del 28 de junio. <https://elperiodicodelaenergia.com/la-demanda-mundial-de-acero-verde-crece-mas-rapido-de-lo-que-puede-aumentar-la-produccion/>

Rodrigues, A. (2023). La flota brasileña envejece, con un promedio de 10 años y 7 meses. *Auto Industria* [sitio web]. <https://www.autoindustria.com.br/2023/04/24/frota-brasileira-fica-mais-velha-com-media-de-10-anos-e-7-meses/>

Rodríguez Pardina, M., Rojas, D. y Fernández, S. (2022). *Transición energética y medio ambiente*. Documento sectorial. Mimeo.

Rosenboom, J.-G., Langer, R. y Traverso, G. (2022). Bioplastics for a circular economy. *Nature Reviews Materials*, 7(2), 117-137. <https://doi.org/10.1038/s41578-021-00407-8>

Rozenberg, J. y Fay, M. (2019). *Beyond the gap: How countries can afford the infrastructure they need while protecting the planet*. Publicaciones del Banco Mundial. <http://hdl.handle.net/10986/31291>

Ryan, N. (2021). *Holding up green energy*. Documento de trabajo n.o 29154 del NBER. Cambridge, MA: National Bureau of Economic Research. <https://doi.org/10.3386/w29154>

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

Sanguinetti, P., Moncarz, P., Vaillant, M., Allub, L., Juncosa, F., Barril, D., Cont, W. y Lalanne, Á. (2021). *RED 2021. Caminos para la integración: facilitación del comercio, infraestructura y cadenas globales de valor*. CAF. <https://scioteca.caf.com/handle/123456789/1823>

Sanin, M. E. (2019). *Zooming into successful energy policies in Latin America and the Caribbean: Reasons for hope*. Banco Interamericano de Desarrollo. <https://doi.org/10.18235/0002142>

- Saunders, H. D., Roy, J., Azevedo, I. M. L., Chakravarty, D., Dasgupta, S., de la Rue du Can, S., Druckman, A., Fouquet, R., Grubb, M., Lin, B., Lowe, R., Madlener, R., McCoy, D. M., Mundaca, L., Oreszczyn, T., Sorrell, S., Stern, D., Tanaka, K. y Wei, T. (2021). Energy efficiency: What has research delivered in the last 40 years? *Annual Review of Environment and Resources*, 46(1), 135-165. <https://doi.org/10.1146/annurev-environ-012320-084937>
- Scherer, L. y Pfister, S. (2016). Hydropower's biogenic carbon footprint. *PLOS ONE*, 11(9), e0161947. <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0161947>
- Schnabel, I. (2022). *A new age of energy inflation: Climateflation, fossilflation and greenflation*. Banco Central Europeo. https://www.ecb.europa.eu/press/key/date/2022/html/ecb.sp220317_2~dbb3582f0a.en.html
- Schneider, H. (2023). *Financiamiento internacional para el cambio climático en América Latina y el Caribe*. Documento de políticas, n.o 16. CAF. <https://scioteca.caf.com/handle/123456789/2028>
- Schutze, A., Oliveira, S. y Assunção, J. (2019). *Energy and misallocation: Evidence from Brazil*. <https://www.climatepolicyinitiative.org/wp-content/uploads/2018/11/Energy-and-misallocation-evidence-from-brazil.pdf>
- SEA-LNG (2023). *LNG – Delivering decarbonisation*. <https://sea-lng.org/2023/01/lng-delivering-decarbonisation/>
- Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable (2019). *Inventario nacional de gases de efecto invernadero*. Presidencia de la Nación, Argentina. https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/inventario_de_gei_de_2019_de_la_republica_argentina.pdf
- Secretaría de Energía (2022). *Resolución 638/2022*. Boletín Oficial de la República Argentina. Ministerio de Economía, Secretaría de Energía. <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/271034>
- Secretaría de la CMNUCC (2023). Nationally Determined Contributions Registry. *United Nations Climate Change* [sitio web]. Recuperado el 10 de noviembre de 2024. https://unfccc.int/NDCREG?field_party_region_target_id=All&field_document_ca_target_
- Serebrisky, T., Gómez-Lobo, A., Estupiñán, N. y Muñoz-Raskin, R. (2009). Affordability and subsidies in public urban transport: What do we mean, what can be done? *Transport Reviews*, 29(6), 715-739.
- Sergi, B. J., Adams, P. J., Muller, N. Z., Robinson, A. L., Davis, S. J., Marshall, J. D. y Azevedo, I. L. (2020). Optimizing emissions reductions from the US power sector for climate and health benefits. *Environmental Science & Technology*, 54(12), 7513-7523.
- Serra, P. (2022). Chile's electricity markets: Four decades on from their original design. *Energy Strategy Reviews*, 39, 100798.
- Shaffer, B. (2020). Misunderstanding nonlinear prices: Evidence from a natural experiment on residential electricity demand. *American Economic Journal: Economic Policy*, 12(3), 433-461. <https://doi.org/10.1257/pol.20180061>
- Shen, M., Song, B., Zeng, G., Zhang, Y., Huang, W., Wen, X. y Tang, W. (2020). Are biodegradable plastics a promising solution to solve the global plastic pollution? *Environmental Pollution*, 263, 114469. <https://doi.org/10.1016/j.envpol.2020.114469>
- Shrestha, S., Baral, B., Shah, M., Chitrakar, S. y Shrestha, B. P. (2022). Measures to resolve range anxiety in electric vehicle users. *International Journal of Low-Carbon Technologies*, 17, 1186-1206.

Shwekat, K. y Wu, H.-C. (2018). Benefit-cost analysis model of using class F fly ash-based green cement in masonry units. *Journal of Cleaner Production*, 198, 443-451. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.06.229>

Siemens Energy (s. f.). *Power beyond Coal. Turning coal or oil-fired power plants into building blocks for a new energy future*. <https://www.siemens-energy.com/global/en/home/products-services/solutions-usecase/brownfield-transformation/coal-to-gas.html>

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

Simas, M., Rocha Aponte, F. y Wiebe, K. S. (2022). *The future is circular. Circular economy and critical minerals for the green transition*. SINTEF. <https://sintef.brage.unit.no/sintef-xmlui/handle/11250/3032049>

Simas, M., Rocha Aponte, F. y Wiebe, K. S. (2022). *The future is circular. Circular economy and critical minerals for the green transition*. SINTEF. https://wwfint.awsassets.panda.org/downloads/the_future_is_circular____sintefmineralsfinalreport_nov_2022__1__1.pdf

Singh, N. (2021). Descontento en la licitación de Panamá: 70 % del renglón de energía quedaría desierto. *Energía Estratégica* [portal de noticias]. Edición del 23 de agosto. <https://www.energiaestrategica.com/descontento-en-la-licitacion-de-panama-70-del-renglon-de-energia-quedaria-desierto/>

Singh, N. (2023). Panamá recibió 27 ofertas en la licitación de corto plazo para contratación de potencia y energía. *Energía Estratégica* [portal de noticias]. Edición del 29 de septiembre. <https://www.energiaestrategica.com/panama-recibio-27-ofertas-en-la-licitacion-de-corto-plazo-para-contratacion-de-potencia-y-energia/>

SLOCAT (s. f.). *Panorama regional de América Latina y el Caribe (ALC)*. SLOCAT Partnership on Sustainable Low Carbon Transport. <https://tcc-gsr.com/global-overview/panorama-regional-de-america-latina-y-el-caribe/>

Smith, P. y Martino, D. (2007). Agriculture. En Metz, B., Davidson, O.R., Bosch, P.R., Dave, R. y Meyer, L.A. (eds), *Climate Change 2007: Mitigation. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.

Sphera Energy (2023). *Reporte PMGD Sphera Junio 2023*. <https://sphaeraenergy.com/component/content/article/reportes-pmgd-sphera-junio-2023.html?catid=21&Itemid=101>

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

Springel, K. (2021). Network externality and subsidy structure in two-sided markets: Evidence from electric vehicle incentives. *American Economic Journal: Economic Policy*, 13(4), 393-432. <https://doi.org/10.1257/pol.20190131>

Staffell, I., Scamman, D., Velazquez Abad, A., Balcombe, P., Dodds, P. E., Ekins, P., Shah, N. y Ward, K. R. (2019). The role of hydrogen and fuel cells in the global energy system. *Energy & Environmental Science*, 12(2), 463-491. <https://doi.org/10.1039/C8EE01157E>

SteelOrbis (2022). *Baosteel to supply low-carbon auto steel to Beijing Benz*. <https://www.steelorbis.com/steel-news/latest-news/baosteel-to-supply-low-carbon-auto-steel-to-beijing-benz-1268735.htm>

- Stefanini, R., Borghesi, G., Ronzano, A. y Vignali, G. (2021). Plastic or glass: A new environmental assessment with a marine litter indicator for the comparison of pasteurized milk bottles. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 26(4), 767-784. <https://doi.org/10.1007/s11367-020-01804-x>
- Stocker, T. F., Qin, D., Plattner, G. K., Tignor, M., Allen, S. K., Boschung, J., Nauels, A., Xia, V., Bex, V. y Midgley, P. M. (2013). *Climate change 2013: The physical science basis. Working Group I contribution to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press.
- Teixeira, E. R., Mateus, R., Camões, A. F., Bragança, L. y Branco, F. G. (2016). Comparative environmental life-cycle analysis of concretes using biomass and coal fly ashes as partial cement replacement material. *Journal of Cleaner Production*, 112, 2221-2230. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2015.09.124>
- Terlouw, T., Bauer, C., Rosa, L. y Mazzotti, M. (2021). Life cycle assessment of carbon dioxide removal technologies: A critical review. *Energy & Environmental Science*, 14(4), Article 4. <https://doi.org/10.1039/D0EE03757E>
- The White House (2023). Inflation Reduction Act guidebook. *The White House* [sitio web]. <https://www.whitehouse.gov/cleanenergy/inflation-reduction-act-guidebook/>
- Thiruvengadam, A., Besch, M., Padmanaban, V., Pradhan, S. y Demirgok, B. (2018). Natural gas vehicles in heavy-duty transportation-A review. *Energy Policy*, 122, 253-259. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.07.052>
- Titelman, D., Pérez Benitez, N., Hanni, M., Pérez Verdía Canales, C. y Hazin, M. S. (2022). *Fiscal impact estimates of a net-zero emissions transition for major hydrocarbon producers in Latin America and the Caribbean*. TCD-IMF, Boston University. <https://www.bu.edu/gdp/files/2022/04/TF-WP-004-FIN.pdf>
- Tourkolias, C. y Mirasgedis, S. (2011). Quantification and monetization of employment benefits associated with renewable energy technologies in Greece. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(6), 2876-2886. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.02.027>
- U.S. Census Bureau (s. f.). *Why we ask questions about vehicles available*. Recuperado 1 de noviembre de 2023. <https://www.census.gov/acs/www/about/why-we-ask-each-question/vehicles/>
- U.S. Department of Energy (2022a). *Alternative Fuels Data Center: Emissions from electric vehicles*. https://afdc.energy.gov/vehicles/electric_emissions.html
- U.S. Department of Energy (2022b). *Alternative Fuels Data Center: Emissions from natural gas vehicles*. https://afdc.energy.gov/vehicles/natural_gas.html
- U.S. Department of Energy (s. f.). *Lighting choices to save you money*. Energy.gov. <https://www.energy.gov/energysaver/lighting-choices-save-you-money>
- U.S. Department of Transportation (2021). Fact sheet: Underground natural gas storage caverns. *U.S. Department of Transportation* [sitio web]. <https://www.phmsa.dot.gov/pipeline/underground-natural-gas-storage/fact-sheet-underground-natural-gas-storage-caverns>
- U.S. Geological Survey (2023). *Mineral commodity summaries 2023*. U.S. Geological Survey. <https://doi.org/10.3133/mcs2023>
- UN Environment (2019). *Global environment outlook – GEO-6: Healthy planet, healthy people*. Nairobi: Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/9781108627146>

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

UNECE (2021). *Technology brief. Carbon neutral energy intensive industries*. Comisión Económica de las Naciones Unidas para Europa. https://unece.org/sites/default/files/2022-11/Industry%20brief_EN_2.pdf

Van Dam, J., Van Eijck, J., Schure, J. y Zuzhang, X. (2017). *The charcoal transition: Greening the charcoal value chain to mitigate climate change and improve local livelihoods*. Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura. <https://missionpossiblepartnership.org/wp-content/uploads/2022/09/Making-Net-Zero-Steel-possible.pdf>

Van De Ven, D.-J., Capellán-Peréz, I., Arto, I., Cazcarro, I., De Castro, C., Patel, P. y González-Eguino, M. (2021). The potential land requirements and related land use change emissions of solar energy. *Scientific Reports*, 11(1), 2907. <https://doi.org/10.1038/s41598-021-82042-5>

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

Vanoli, C. y Anapolsky, S. (2023). *Acceso a oportunidades en América Latina*. Documento de trabajo. CAF. <https://scioteca.caf.com/handle/123456789/2003>

Vega-Gonzalo, M., Christidis, P. y Gómez, J. (2023). Car ownership and post-COVID urban mobility across European cities. *Transportation Research Procedia*, 69, 305-312. <https://doi.org/10.1016/j.trpro.2023.02.176>

Venditti, M. S. (2023). *Brasil chega a 3.200 eletropostos de recarga. Mobilidade Estadão* [diario en línea]. Información del 24 de mayo. <https://mobilidade.estadao.com.br/inovacao/brasil-chega-a-3-200-eletropostos-de-recarga/>

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

Villagrán-Zaccardi, Y., Pareja, R., Rojas, L., Irassar, E. F., Torres-Acosta, A., Tobón, J. y John, V. M. (2022). Overview of cement and concrete production in Latin America and the Caribbean with a focus on the goals of reaching carbon neutrality. *RILEM Technical Letters*, 7, 30-46. <https://doi.org/10.21809/rilemtechlett.2022.155>

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

Wang, S., Zhang, Z., Hou, X., Lv, J., Lan, G., Yang, G. y Hu, J. (2023). The environmental potential of hydrogen addition as complementation for diesel and biodiesel: A comprehensive review and perspectives. *Fuel*, 342, 127794. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.127794>

Wang, X., Lei, Y., Yan, L., Liu, T., Zhang, Q. y He, K. (2019). A unit-based emission inventory of SO₂, NO_x and PM for the Chinese iron and steel industry from 2010 to 2015. *Sci. Total Environ.*, 676, 18-30

WEF (2021). *Fostering effective energy transition 2021 edition*. Foro Económico Mundial. https://www3.weforum.org/docs/WEF_Fostering_Effective_Energy_Transition_2021.pdf

- Weidmann, J. (2019). *Jens Weidmann: Climate change and central banks*. Banco de Pagos Internacionales. <https://www.bis.org/review/r191029a.htm>
- Weiss, M., Chueca, E., Jacob, J., Goncalves, F., Azevedo, M., Gouvea, A., Ravillard, P. y Hallack, M. (2022). *Empowering electricity consumers through demand response approach: Why and how*. Banco Interamericano de Desarrollo. <https://doi.org/10.18235/0004184>
- Wilberforce, T., Olabi, A. G., Sayed, E. T., Elsaid, K. y Abdelkareem, M. A. (2021). Progress in carbon capture technologies. *Science of The Total Environment*, 761, 143203. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2020.143203>
- Wolak, F. A. (2011). Do residential customers respond to hourly prices? Evidence from a dynamic pricing experiment. *American Economic Review*, 101(3), 83-87. <https://doi.org/10.1257/aer.101.3.83>
- Wolak, F. A. (2022). Long-term resource adequacy in wholesale electricity markets with significant intermittent renewables. *Environmental and Energy Policy and the Economy*, 3, 155-220. <https://doi.org/10.1086/717221>
- World Steel Association (2018). *World steel in figures 2018*. <https://worldsteel.org/es/media-centre/press-releases/2022/world-steel-in-figures-2018-now-available/>
- Wright, C., Sathre, R. y Buluswar, S. (2020). The global challenge of clean cooking systems. *Food Security*, 12(6), 1219-1240. <https://doi.org/10.1007/s12571-020-01061-8>
- Yang, Q., Li, Z., Lu, X., Duan, Q., Huang, L. y Bi, J. (2018). A review of soil heavy metal pollution from industrial and agricultural regions in China: Pollution and risk assessment. *Science of The Total Environment*, 642, 690-700. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2018.06.068>
- Yáñez-Pagans, V., Martínez, D., Mitnik, O. A., Scholl, L. y Vázquez, A. (2018). *Urban transport systems in Latin America and the Caribbean: Challenges and lessons learned*. Banco Interamericano de Desarrollo. <http://dx.doi.org/10.18235/0001346>
- Yépez, A., San Vicente Portes, L. y Guerrero, S. (2021). *Productivity and energy intensity in Latin America*. Banco Interamericano de Desarrollo. <https://doi.org/10.18235/0003219>
- Zabaloy, M. F. y Viego, V. (2022). Household electricity demand in Latin America and the Caribbean: A meta-analysis of price elasticity. *Utilities Policy*, 75, 101334. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2021.101334>
- Zheng, J. y Suh, S. (2019). Strategies to reduce the global carbon footprint of plastics. *Nature Climate Change*, 9(5), 374-378. <https://doi.org/10.1038/s41558-019-0459-z>
- Zhu, X., Yang, J., Huang, Q. y Liu, T. (2022). A review on pollution treatment in cement industrial areas: From prevention techniques to python-based monitoring and controlling models. *Processes*, 10(12), 2682. <https://doi.org/10.3390/pr10122682>
- Zoryk, A., y Sanders, I. (2023). *Steel: Pathways to decarbonization*. Deloitte. <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/es/Documents/manufacturing/Deloitte-es-manufacturing-descarbonizacion-sector-siderurgico.pdf>

Apéndices



Apéndice del capítulo 1

Ejemplo de ineficiencias asociadas a la escala de definición de las CDN

Para ilustrar en qué medida la definición de las emisiones a nivel de país expresadas en las CDN podría originar ineficiencias en ausencia de mercados globales de carbono, se ha elaborado un ejemplo con países hipotéticos.

En este ejemplo, se supone una región constituida por tres países con distintas dotaciones para la generación de energía a partir de recursos renovables y fósiles.

Para simplificar, se asume también que las emisiones generadas a partir de las fuentes verdes son libres de emisiones y que el gas emite menos GEI que el carbón.

Actualmente, cada país genera 100 unidades de energía a partir de las fuentes especificadas en el cuadro 1. El potencial verde de cada país se muestra en la última columna del cuadro.

Cuadro 1

Proporción de cada fuente en la generación de 100 unidades de energía por país

	Producción actual			Potencial verde
	Carbón	Gas	Verde	
País A	80	0	20	50
País B	0	80	20	100
País C	50	50	0	50

Supóngase que cada país se compromete en su CDN a generar electricidad utilizando todo su potencial verde. Luego, los tres países completan el resto

según su disponibilidad de recursos fósiles. En este ejemplo, para generar las 100 unidades de energía la distribución quedaría como en el cuadro 2.

Cuadro 2

Participación de cada fuente de energía con uso de todo el potencial verde por país

	Producción CDN		
	Carbón	Gas	Verde
País A	50	0	50
País B	0	0	100
País C	0	50	50

Es decir, la generación a partir de fuentes verdes se incrementa de 40 a 200 y la producción a partir de gas y carbón se reduce de 130 a 50 en cada fuente. Se puede observar que la región tiene el potencial de generar el remanente de energía que no puede cubrir

con generación verde a partir de gas. Sin embargo, en el escenario de CDN esto no se alcanza, porque cada país se compromete a generar tanta energía como la que necesita. Si la decisión fuese regional, la matriz energética luciría como en el cuadro 3. Así, el país B

exportaría las 50 unidades de energía necesarias para que el país A cubra su demanda sin necesidad de generar a partir de carbón.

En este sencillo ejemplo se puede ver que una meta regional podría satisfacer la demanda produciendo

menos emisiones, pero, para ello, se necesita poder comerciar energía y que las metas sean consideradas a nivel regional, ya que, por ejemplo, si el país B se comprometiera a una generación 100 % verde, no querría generar las 50 unidades de energía para el país A porque atentaría contra su compromiso.

Cuadro 3

Participación de cada fuente en la generación de energía con una visión regional

	Producción óptima regional		
	Carbón	Gas	Verde
País A	0	0	50
País B	0	50	100
País C	0	50	50

Cuadros complementarios

Cuadro A.1.1

Nivel socioeconómico y priorización de los temas ambientales

	MCO	Probit (dy/dx)
Sexo	-0,000504 (0,00721)	-0,000536 (0,00718)
Entre 30 y 49 años	0,000092 (0,00854)	0,000306 (0,00856)
Mayor de 50 años	-0,0176* (0,0101)	-0,0187* (0,0101)
Educación básica completa	0,0178 (0,0139)	0,00818 (0,0135)
Educación media incompleta	0,0552*** (0,0146)	0,0481*** (0,0139)
Educación media completa	0,0449*** (0,0126)	0,0351*** (0,0121)
Superior incompleta	0,156*** (0,0179)	0,147*** (0,0175)
Superior completa	0,106*** (0,0154)	0,0982*** (0,0151)

Nota: Categoría base: hombre, entre 15 y 29 años, con educación básica incompleta. Variable dependiente: medio ambiente; 0 prioridad: crecimiento económico; 1 prioridad: protección del medio ambiente. A mayor nivel educativo, existe una mayor preocupación por el medio ambiente. No ocurre lo mismo con la edad: los mayores de 50 años otorgan mayor importancia al crecimiento económico que las personas entre 15 y 29 años.

Fuente: Elaboración propia con base en la Encuesta Mundial de Valores (Haerper et al., 2022).

Cuadro A.1.2

Calidad del servicio eléctrico según las empresas en países seleccionados de América Latina y el Caribe

País y último año de la encuesta	Empresas que experimentaron cortes eléctricos (porcentaje)	Cortes eléctricos en un mes típico (cantidad)	Duración promedio de un corte eléctrico típico (horas)	Pérdida promedio debido a un corte eléctrico (porcentaje de ventas anuales)	Empresas que consideran la electricidad como principal restricción (porcentaje)
Antigua y Barbuda (2010)	95,5	2,8	2,2	0,2	45,1
Argentina (2017)	65,1	0,8	5,2	0,8	47,2
Bahamas (2010)	75,0	2,2	1,5	1,5	24,6
Barbados (2023)	55,6	1,1	1,8	0,2	47,3
Belice (2010)	78,4	2,5	1,8	0,1	36,3
Bolivia (2017)	35,1	0,6	1,3	0,9	23,6
Brasil (2009)	45,8	1,6	4,2	3,4	46
Chile (2010)	42,6	0,7	2,3	1,3	30,1
Colombia (2017)	53,9	0,8	2,8	1,9	50,1
Costa Rica (2023)	49,4	1,3	1,8	1,7	63,2
Dominica (2010)	100,0	2,8	2,0	0,1	66,1
Ecuador (2017)	62,4	1,2	1,0	1,1	27,4
El Salvador (2023)	36,2	1,2	2,9	2,1	36,8
Granada (2010)	59,5	0,7	4	1	16,9
Guatemala (2017)	54,4	1,3	2,3	1,4	11,7
Guyana (2010)	81,8	8,5	2,9	2,8	43
Honduras (2016)	69,8	2,4	4,3	3,7	34,5
México (2023)	45,1	1,6	6,8	3,4	46,7
Paraguay (2017)	83,0	1,7	1,2	2,5	30,9
Perú (2023)	52,2	0,5	4,6	2,1	27,5
República Dominicana (2016)	54,1	7,4	4,0	3,1	37,6
San Cristóbal y Nieves (2010)	94,0	4,2	2,9	2,1	63,7
San Vicente y las Granadinas (2010)	83,3	1,7	1,5	0,8	25,4
Santa Lucía (2010)	99,8	3	2,1	0	55,7
Surinam (2018)	86,0	2,8	2,8	1,1	28,2
Trinidad y Tobago (2010)	65,7	0,5	1,9	0,4	14,6
Uruguay (2017)	56,6	0,8	4,4	0,3	55
Venezuela (2010)	64,6	2,6	2,1	8,3	54,2

Fuente: Elaboración propia con base en Banco Mundial (2023a).

Cuadro A.1.3

Países incorporados en el gráfico 1.8 con el código ISO correspondiente

País	ISO	País	ISO
Anguilla	AIA	Guyana	GUY
Antigua y Barbuda	ATG	Haití	HTI
Argentina	ARG	Honduras	HND
Aruba	ABW	Jamaica	JAM
Bahamas	BHS	México	MEX
Barbados	BRB	Nicaragua	NIC
Belice	BLZ	Panamá	PAN
Bolivia	BOL	Paraguay	PRY
Brasil	BRA	Perú	PER
Chile	CHL	Puerto Rico	PRI
Colombia	COL	República Dominicana	DOM
Costa Rica	CRI	San Vicente y las Granadinas	VCT
Dominica	DMA	Santa Lucía	LCA
Ecuador	ECU	Surinam	SUR
El Salvador	SLV	Uruguay	URY
Guatemala	GTM	Venezuela	VEN

Cuadro A.1.4

Composición de las emisiones de países seleccionados de América Latina y el Caribe

	Categorías		CFPI						
	ASOUT	CFPI	Sistemas energéticos - fugitivas	Fugitivas	Transporte	Edificaciones	Cemento + química + metal	Otras industrias	Desechos
Argentina	43 %	57 %	16 %	7 %	12 %	6 %	5 %	8 %	4 %
Antigua y Barbuda	4 %	96 %	34 %	0 %	40 %	8 %	0 %	6 %	8 %
Bahamas	0 %	100 %	34 %	0 %	39 %	8 %	0 %	6 %	13 %
Belice	89 %	11 %	3 %	0 %	3 %	1 %	0 %	0 %	4 %
Bolivia	68 %	32 %	7 %	8 %	10 %	2 %	1 %	2 %	2 %
Brasil	70 %	30 %	5 %	2 %	9 %	1 %	4 %	2 %	7 %
Barbados	-3 %	103 %	35 %	2 %	37 %	8 %	5 %	5 %	10 %
Chile	15 %	85 %	27 %	2 %	21 %	5 %	4 %	16 %	10 %
Colombia	52 %	48 %	9 %	6 %	12 %	2 %	4 %	7 %	8 %
Costa Rica	28 %	72 %	2 %	0 %	40 %	3 %	5 %	7 %	15 %
Cuba	20 %	80 %	31 %	2 %	5 %	2 %	3 %	26 %	13 %
Dominica	-1 %	101 %	33 %	0 %	37 %	8 %	2 %	5 %	16 %
Ecuador	34 %	66 %	11 %	13 %	23 %	5 %	3 %	4 %	7 %
El Salvador	12 %	88 %	10 %	0 %	35 %	5 %	5 %	14 %	19 %
Guatemala	37 %	63 %	14 %	0 %	19 %	7 %	3 %	6 %	15 %
Guyana	80 %	20 %	6 %	0 %	6 %	1 %	1 %	1 %	4 %
Honduras	51 %	49 %	11 %	0 %	14 %	3 %	2 %	7 %	11 %
Haití	41 %	59 %	27 %	0 %	8 %	5 %	2 %	4 %	13 %
Jamaica	1 %	99 %	33 %	0 %	24 %	4 %	5 %	26 %	6 %
México	25 %	75 %	21 %	4 %	17 %	3 %	16 %	7 %	8 %
Nicaragua	78 %	22 %	4 %	0 %	6 %	3 %	1 %	2 %	5 %
Panamá	40 %	60 %	12 %	0 %	21 %	4 %	4 %	12 %	8 %
Perú	42 %	58 %	13 %	6 %	19 %	3 %	5 %	5 %	8 %
Paraguay	87 %	13 %	1 %	0 %	8 %	1 %	1 %	1 %	1 %
República Dominicana	19 %	81 %	30 %	0 %	17 %	4 %	5 %	13 %	11 %
San Cristóbal y Nieves	-16 %	116 %	37 %	0 %	43 %	9 %	0 %	6 %	20 %
Santa Lucía	-5 %	105 %	30 %	0 %	34 %	7 %	0 %	21 %	12 %
San Vicente y las Granadinas	-5 %	105 %	31 %	0 %	35 %	7 %	1 %	5 %	26 %
Surinam	63 %	37 %	14 %	2 %	14 %	1 %	0 %	1 %	4 %
Trinidad y Tobago	0 %	100 %	24 %	26 %	5 %	1 %	32 %	5 %	7 %
Uruguay	72 %	28 %	1 %	0 %	10 %	1 %	1 %	2 %	12 %
Venezuela	31 %	69 %	17 %	20 %	10 %	2 %	8 %	6 %	6 %

Nota: El sector del transporte incluye las emisiones provenientes de la aviación doméstica, el transporte fluvial, por carretera, ferroviario y de otro tipo. El sector de sistemas energéticos comprende emisiones provenientes de la electricidad y calefacción, el refinamiento de petróleo y otros sistemas (excluyendo las emisiones fugitivas). El sector de edificaciones contiene emisiones provenientes de los sectores residenciales y no residenciales y emisiones no CO₂ generadas por todas las edificaciones. Las emisiones fugitivas provienen tanto de la minería de carbón como del petróleo y gas. Por último, las emisiones de sectores correspondientes a desechos, otras industrias e industrias del cemento, químicas y de metales no tienen mayores desagregaciones que las indicadas por su propio nombre.

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

Cuadro A.1.5

Mapeo de sectores y subsectores

Sector	Subsector	Composición
Agropecuario, silvicultura y otros usos de la tierra (ASOUT)	Quema de biomasa	Quema de biomasa
	Fermentación entérica	Fermentación entérica
	Suelos y pastos gestionados	Suelos y pastos gestionados
	Manejo del estiércol	Manejo del estiércol
	Cultivo de arroz	Cultivo de arroz
	Aplicación de fertilizantes estéticos	Aplicación de fertilizantes estéticos
	UTCUTS	Uso de la tierra, cambio de uso de la tierra y silvicultura
Edificaciones	No CO ₂	
	No residencial	Comercial o institucional
	Residencial	Residencial
Fugitivas	Emisiones fugitivas de la minería del carbón	Emisiones fugitivas de la minería del carbón
	Emisiones fugitivas del petróleo y gas	Exploración, transporte, producción, mejora, refinación, distribución y otros pozos abandonados tanto de petróleo como de gas
Sistemas energéticos (descontando fugitivas)	Electricidad y calefacción	Generación de electricidad; generación combinada de calor y electricidad (cogeneración); plantas de calor
	Otros (sistemas de energía)	Fabricación de combustibles sólidos y otras industrias energéticas; agricultura, silvicultura y pesca
	Refinería de petróleo	Refinería de petróleo
Cemento + química + metales	Cemento	Cemento
	Química	Industrias manufactureras; producción de cal; otros usos de proceso de carbonatos; producción de amoníaco; producción de ácido nítrico; producción de ácido adípico; caprolactama; carburo; titanio; ceniza de soda; metanol; etileno; negro de carbón; uso de disolventes; propulsor
	Metales	Fabricación de combustibles sólidos y otras industrias energéticas; hierro y acero; metales no ferrosos; transformación de combustibles; producción de hierro, acero, ferroaleaciones, aluminio, plomo, zinc y magnesio
Otras industrias	Otras industrias	Pulpa, papel e imprenta; alimentos, bebidas, tabaco; minerales no metálicos; refrigeración y aire acondicionado
Desechos	Desechos	Eliminación de residuos sólidos; incineración y quema a cielo abierto de residuos; tratamiento y descarga de aguas residuales
Transporte	Aviación doméstica	Aviación doméstica
	Navegación interna	Navegación interna
	Navegación internacional	Navegación internacional
	Otros (transporte)	Otros (transporte)
	Ferrocarril	Ferrocarril
	Carreteras	Carreteras

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

Cuadro A.1.6

Evolución histórica y futura (según metas de mitigación declarada) de las emisiones de GEI en países seleccionados de América Latina y el Caribe

País	Variación emisiones GEI 2010-2020 (porcentaje)	Emisiones GEI 2020 (MtCO ₂ eq) ^{a/}	Emisiones GEI 2030 - Meta CDN (MtCO ₂ eq) ^{b/}	Variación emisiones GEI 2020-2030 (porcentaje)
Argentina	-10,29	394,76	349,00	-11,59
Bahamas	23,35	2,80	4,44	58,68
Barbados	-5,68	3,65	1,27	-65,13
Brasil	-30,77	1.469,64	1.176,27	-19,96
Chile	16,51	106,72	95,00	-10,98
Colombia	11,46	270,31	169,44	-37,32
Costa Rica	-44,43	7,08	9,11	28,67
Dominica	-4,35	0,22	0,12	-45,07
El Salvador	-8,44	12,15	5,33	-56,14
Granada	7,14	2,40	0,13	-94,58
Guatemala	-3,74	36,78	65,00	76,73
Haití	20,98	10,90	17,77	-35,77
Honduras	-54,01	10,90	24,31	123,06
Jamaica	18,44	7,58	5,37	-29,14
México	4,23	609,07	644,15	5,76
Paraguay	0,74	97,29	92,29	-5,14
Perú	19,92	179,78	208,80	16,14
República Dominicana	15,07	35,50	47,43	33,61
San Cristóbal y Nieves	0,01	0,33	0,10	-70,10
Santa Lucía	2,94	0,70	0,47	-32,91
Uruguay	31,44	34,28	36,58	6,71
Total	-15,52	3.292,84	2.952,38	-10,79

Nota: El cuadro presenta una medida de la ambición de las CDN de los países de América Latina y el Caribe que presentan una meta global de reducción de emisiones GEI. a/ El nivel de emisiones netas en 2020 incluye los mismos sectores que son contemplados en la meta declarada por cada país en su CDN para 2030. b/ Las emisiones netas de GEI para 2030 fueron estimadas aplicando la meta de mitigación al nivel de emisiones base declarado (en el año de referencia o en el escenario BAU). Se consideran las emisiones de los sectores incluidos en la meta y, para los países que no especifican los sectores, se asume que la meta contempla todos ellos (incluido el UTCUTS).

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

Cuadro A.1.7

Metas relativas al sector de la energía incluidas en las CDN

País	Meta
Antigua y Barbuda	<ul style="list-style-type: none">Lograr que el 86 % de la generación de energía eléctrica provenga de fuentes renovables para 2030.
Bahamas	<ul style="list-style-type: none">Lograr que al menos 30 % de la matriz energética provenga de fuentes renovables para 2030.
Bolivia	<ul style="list-style-type: none">Lograr el acceso universal a la cobertura eléctrica.Lograr que el 9 % de la energía consumida provenga de centrales basadas en energías renovables.Hacer que el 19 % de la energía consumida provenga de centrales basadas en energías alternativas (biomasa, solar, eólica y geotérmica).Crecimiento anual del 10 % de la participación de vehículos eléctricos en el parque automotor del transporte público.
Chile	<ul style="list-style-type: none">Lograr que el 80 % de la generación eléctrica provenga de fuentes renovables en 2030.
Colombia	<ul style="list-style-type: none">Gestión de las emisiones fugitivas asociadas a la cadena productiva de los hidrocarburos.Gestión de la demanda: reducir la diferencia de consumo de energía eléctrica entre horas pico y valle para aplanamiento de la curva de demanda.Gestión de la generación de energía eléctrica en horas valle a partir de fuentes no contaminantes.Diversificación de la matriz energética.Promoción de la autogeneración de energía mediante fuentes alternativas.Aumento de la cobertura para la prestación del servicio de energía eléctrica.
Costa Rica	<ul style="list-style-type: none">Alcanzar y mantener una generación eléctrica 100 % renovable para el año 2030.Desarrollar una planificación de electrificación de la demanda energética.Para 2030, haber desarrollado o actualizado los estándares y regulaciones de eficiencia energética de las tecnologías de uso final (aire acondicionado, calderas, bombas de calor, vehículos).Desarrollo y promoción del hidrógeno verde.
Cuba	<ul style="list-style-type: none">Basar el 24 % de la generación eléctrica en fuentes renovables para 2030.Incrementar la eficiencia energética.Reducir la intensidad de carbono en el sector del transporte.
Dominica	<ul style="list-style-type: none">Lograr que el 100 % de la matriz energética provenga de fuentes renovables para 2030.
Ecuador	<ul style="list-style-type: none">Impulsar el uso de la energía renovable.Fortalecer la eficiencia energética y el cambio de conducta del consumo.Fomentar e implementar la movilidad sostenible.
El Salvador	<ul style="list-style-type: none">Aumentar en el 50 % (respecto a 2019) la capacidad instalada de energías renovables para 2030.Lograr que más del 80 % de energía eléctrica sea generada a partir de fuentes renovables para 2030.Eficiencia energética en alumbrado público.Introducción de la electromovilidad en el parque vehicular, con atención primaria al transporte de pasajeros.
Guatemala	<ul style="list-style-type: none">Renovación del parque vehicular: sustituir el 24,3 % de los vehículos de gasolina por eléctricos para 2032.Sustitución parcial de la gasolina por el etanol a nivel nacional.Lograr que el 80 % de la matriz energética provenga de energías limpias o renovables.
Guyana	<ul style="list-style-type: none">Alcanzar el 100 % de participación de las energías renovables para 2025.
Honduras	<ul style="list-style-type: none">Promoción de las energías renovables.Fortalecimiento de la eficiencia energética.Fomento de la electromovilidad.Fortalecimiento de la bioenergía.

Continúa en la página siguiente →

País	Meta
México	<ul style="list-style-type: none"> Integración de la energía limpia en la generación eléctrica. Sustitución de combustibles de alto contenido de carbono por gas natural. Impulso y consolidación de una estrategia de movilidad eléctrica. Desarrollo del Sistema de Comercio de Emisiones de México. Reducción de las emisiones fugitivas del subsector del gas y petróleo. Fortalecimiento de la eficiencia energética.
Nicaragua	<ul style="list-style-type: none"> Incrementar el porcentaje de generación eléctrica por medio de fuentes renovables a un 60 % en el año 2030.
Panamá	<ul style="list-style-type: none"> Lograr el acceso universal a la energía eléctrica. Garantizar el uso racional y eficiente de la energía. Implementar una estrategia de movilidad eléctrica. Desarrollar una estrategia de innovación y modernización del Sistema Interconectado Nacional (SIN) que permita la integración de las energías renovables en el sistema de generación. Definir una política nacional que posicione a Panamá como nodo (<i>hub</i>) energético (de gas natural y de energías verdes). Modernizar el marco regulatorio del sector de hidrocarburos.
Paraguay	<ul style="list-style-type: none"> Generar y promover el uso de fuentes de energía alternativas a la hidroeléctrica en comunidades vulnerables. Proteger y restaurar los cauces hídricos en subcuencas prioritarias para la generación de energía hidroeléctrica. Mejorar la provisión de energía eléctrica.
San Cristóbal y Nieves	<ul style="list-style-type: none"> Lograr que un 100 % de la generación de energía provenga de fuentes renovables para 2030. Mejorar la eficiencia en la transmisión y distribución de electricidad. Alcanzar un 2 % del total de vehículos eléctricos para 2030.
Surinam	<ul style="list-style-type: none"> Lograr que al menos el 35 % de la electricidad generada provenga de fuentes renovables para 2030.

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

Aclaraciones sobre los gráficos y cuadros del capítulo

Gráfico 1.9

América Latina considera 20 países: Argentina, Belice, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, Ecuador, El Salvador, Guatemala, Guyana, Honduras, México, Nicaragua, Panamá, Paraguay, Perú, Surinam, Uruguay y Venezuela.

El Caribe comprende 13 países: Antigua y Barbuda, Bahamas, Barbados, Cuba, Dominica, Granada, Haití, Jamaica, República Dominicana, San Cristóbal y

Nieves, Santa Lucía, San Vicente y las Granadinas, Trinidad y Tobago.

OCDE incluye 34 países: Alemania, Australia, Austria, Bélgica, Canadá, Dinamarca, Eslovaquia, Eslovenia, España, Estados Unidos, Estonia, Finlandia, Francia, Grecia, Hungría, Irlanda, Islandia, Israel, Italia, Japón, Letonia, Lituania, Luxemburgo, México, Noruega, Nueva Zelanda, Países Bajos, Polonia, Portugal, Reino Unido, República Checa, Suecia, Suiza y Turquía.

Cuadro 1.2

América Latina incluye 19 países: Argentina, Belice, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, Ecuador, El Salvador, Guatemala, Guyana, Honduras, México, Nicaragua, Panamá, Paraguay, Perú, Surinam y Uruguay.

El Caribe considera a 7 países: Barbados, Cuba, Granada, Haití, Jamaica, República Dominicana y Trinidad y Tobago.

OCDE comprende 23 países: Alemania, Australia, Austria, Bélgica, Canadá, Corea del Sur, Dinamarca, España, Estados Unidos, Finlandia, Francia, Grecia, Italia, Japón, Luxemburgo, Noruega, Nueva Zelanda, Países Bajos, Portugal, Reino Unido, Suecia, Suiza y Turquía.

Cuadro 1.3

África considera a 37 países: Benín, Botsuana, Burkina Faso, Burundi, Cabo Verde, Camerún, Chad, Congo, Costa de Marfil, Eritrea, Esuatini, Etiopía, Guinea, Guinea Ecuatorial, Guinea-Bissau, Kenia, Lesoto, Liberia, Marruecos, Mauricio, Mauritania, Namibia, Níger, Nigeria, República Centroafricana, República Democrática del Congo, Ruanda, Santo Tomé y Príncipe, Seychelles, Somalia, Sudáfrica, Tanzania, Togo, Túnez, Uganda, Yibuti y Zambia.

América del Norte incluye 2 países: Canadá y Estados Unidos.

América Latina y el Caribe comprende 21 países: Argentina, Bahamas, Barbados, Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, Dominica, El Salvador, Granada, Guatemala, Haití, Honduras, Jamaica, México, Paraguay, Perú, República Dominicana, San Cristóbal y Nieves, Santa Lucía y Uruguay.

Asia incluye también 21 países: Azerbaiyán, Bangladesh, Camboya, China, Corea del Norte, Corea del Sur, Emiratos Árabes Unidos, Filipinas, India, Indonesia, Islas Marshall, Israel, Japón, Jordania, Kazajstán, Líbano, Mongolia, Omán, Tailandia, Tayikistán y Vietnam.

Oceanía considera 6 países: Australia, Islas Cook, Islas Salomón, Kiribati, Nueva Zelanda y Samoa.

Unión Europea incluye a sus 27 miembros: Alemania, Austria, Bélgica, Bulgaria, Chipre, Croacia, Dinamarca, Eslovenia, España, Estonia, Finlandia, Francia, Grecia, Hungría, Irlanda, Italia, Letonia, Lituania, Luxemburgo, Malta, Países Bajos, Polonia, Portugal, República Checa, República Eslovaca, Rumanía y Suecia.

Resto Europa incluye 19 países: Albania, Andorra, Armenia, Bielorrusia, Bosnia y Herzegovina, Georgia, Islandia, Liechtenstein, Moldavia, Mónaco, Montenegro, Noruega, Reino Unido, Macedonia, Rusia, Serbia, Suiza, Turquía y Ucrania.

Consideraciones metodológicas para la estimación del nivel de emisiones GEI en 2030 a partir de las metas de mitigación anunciadas en las CDN (cuadro 1.3)

Se analizan 133 países (de un total de 198 que firmaron el Acuerdo de París), por ser los que reportan una meta global de reducción de emisiones GEI en sus CDN.

Para los países de América Latina y el Caribe se revisaron las CDN hasta agosto de 2023. Para el resto de los países, se tomaron los datos publicados en el Reporte de Economía y Desarrollo 2023, cuya fecha de corte para el relevamiento de las CDN fue diciembre de 2022.

La forma de establecer la meta de reducción de emisiones GEI varía entre países, identificándose los siguientes casos:

i) Meta de emisiones absoluta, sin referencia a un valor de comparación. Ejemplos de países que aplican este tipo de meta son Argentina, Brasil, Chile y Colombia.

ii) Meta relativa expresada como un porcentaje de la reducción de emisiones respecto a un año de referencia (año base) o a un escenario hipotético de emisiones en ausencia de políticas de mitigación (también conocido como escenario de tendencia inercial o BAU, por sus siglas en inglés). Ejemplos de esta modalidad son México, Panamá y Paraguay.

iii) Meta relativa expresada como un porcentaje de la reducción de las emisiones por unidad de producto respecto a un año de referencia. Este es el caso de China e India.

A fin de estimar el nivel de emisiones GEI en 2030, se considera la meta de mitigación anunciada por cada país en su CDN.

En el caso (i), en que la meta es absoluta, se usa directamente el nivel de emisiones objetivo reportado.

En el caso (ii) se aplica la meta (porcentaje de reducción) al nivel de emisiones del escenario BAU o año base. Por lo general, en la CDN se declara cuál es el valor de las emisiones de referencia, pero, para los casos en que la CDN no lo declara y el año de referencia es un año histórico, se utilizan las emisiones de ese año según el último inventario de emisiones del país.

En el caso (iii) se calculan las emisiones por unidad de producto en el año de referencia ($GEI_{i,ref}/PIB_{i,ref}$) y se le aplica la reducción planteada en la meta CDN (Var_{CDN}):

$$GEI_{i,2030}/PIB_{i,2030} = GEI_{i,ref}/PIB_{i,ref} \times (1 + Var_{CDN})$$

Finalmente, se obtiene el nivel de emisiones para 2030 como:

$$GEI_{i,2030} = PIB_{i,2030} \times (GEI_{i,2030}/PIB_{i,2030})$$

El valor del PIB para 2030 se obtiene de las proyecciones del FMI (2022) y del Banco Asiático de Desarrollo (BAD, 2023; Peschel y Liu, 2022).

Apéndice del capítulo 2

Aclaraciones sobre los grupos de países y sectores representados en los cuadros y gráficos

Cuadro 2.1, 2.3 y 2.4

América Latina incluye 19 países: Argentina, Belice, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, Ecuador, El Salvador, Guatemala, Guyana, Honduras, México, Nicaragua, Panamá, Paraguay, Perú, Surinam y Uruguay.

El Caribe considera 7 países: Barbados, Cuba, Granada, Haití, Jamaica, República Dominicana y Trinidad y Tobago.

OCDE está compuesto por 23 países: Alemania, Australia, Austria, Bélgica, Canadá, Corea del Sur, Dinamarca, España, Estados Unidos, Finlandia, Francia, Grecia, Italia, Japón, Luxemburgo, Noruega, Nueva Zelanda, Países Bajos, Portugal, Reino Unido, Suecia, Suiza y Turquía.

Cuadro 2.2

África incluye 37 países: Benín, Botsuana, Burkina Faso, Burundi, Cabo Verde, Camerún, Chad, Congo, Costa de Marfil, Eritrea, Esuatini, Etiopía, Guinea, Guinea Ecuatorial, Guinea-Bissau, Kenia, Lesoto, Liberia, Marruecos, Mauricio, Mauritania, Namibia, Níger, Nigeria, República Centroafricana, República Democrática del Congo, Ruanda, Santo Tomé y Príncipe, Seychelles, Somalia, Sudáfrica, Tanzania, Togo, Túnez, Uganda, Yibuti y Zambia.

América del Norte considera 2 países: Canadá y Estados Unidos.

América Latina y el Caribe comprende 21 países: Argentina, Bahamas, Barbados, Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, Dominica, El Salvador, Granada, Guatemala, Haití, Honduras, Jamaica, México, Paraguay, Perú, República Dominicana, San Cristóbal y Nieves, Santa Lucía y Uruguay.

Asia incluye 21 países: Azerbaiyán, Bangladesh, Camboya, China, Corea del Norte, Corea del Sur, Emiratos Árabes Unidos, Filipinas, India, Indonesia, Islas Marshall, Israel, Japón, Jordania, Kazajstán, Líbano, Mongolia, Omán, Tailandia, Tayikistán y Vietnam.

Oceanía considera 6 países: Australia, Islas Cook, Islas Salomón, Kiribati, Nueva Zelanda y Samoa.

Unión Europea incluye a sus 27 miembros: Alemania, Austria, Bélgica, Bulgaria, Chipre, Croacia, Dinamarca, Eslovenia, España, Estonia, Finlandia, Francia, Grecia, Hungría, Irlanda, Italia, Letonia, Lituania, Luxemburgo, Malta, Países Bajos, Polonia, Portugal, República Checa, República Eslovaca, Rumania y Suecia.

Resto de Europa comprende 19 países: Albania, Andorra, Armenia, Bielorrusia, Bosnia y Herzegovina, Georgia, Islandia, Liechtenstein, Macedonia, Moldavia, Mónaco, Montenegro, Noruega, Reino Unido, Rusia, Serbia, Suiza, Turquía y Ucrania.

Gráfico 2.4

En ambos paneles América Latina incluye 20 países: Argentina, Belice, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, Ecuador, El Salvador, Guatemala, Guyana, Honduras, México, Nicaragua, Panamá, Paraguay, Perú, Surinam, Uruguay y Venezuela.

El Caribe considera 7 países en el panel A: Barbados, Cuba, Granada, Haití, Jamaica, República Dominicana y Trinidad y Tobago. En el panel B, considera 12 países: todos los anteriores, además de Bahamas, Dominica, San Cristóbal y Nieves, Santa Lucía, y San Vicente y las Granadinas.

Gráfico 2.8

América Latina y el Caribe incluye 12 países: Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, El Salvador, Honduras, Jamaica, México, Paraguay, Perú y República Dominicana.

OCDE incluye a los países miembro, con excepción de los de América Latina (Chile, Colombia, Costa Rica y México) y de Islandia, por no estar incluido en las bases de datos de GTAP.

Gráficos 2.5, 2.6 y 2.7

Se consideran los 59 sectores económicos que son consumidores finales de energía a partir de la información provista por el GTAP. El gráfico A.2.1 (más adelante en este apéndice) detalla cada uno de estos sectores y exhibe su participación porcentual sobre el valor agregado total del conjunto de países de la región y de la OCDE.

América Latina y el Caribe incluye 19 países: Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, Ecuador, El Salvador, Guatemala, Honduras, Jamaica, México, Nicaragua, Panamá, Paraguay, Perú, República Dominicana, Trinidad y Tobago y Uruguay.

OCDE incluye a todos los países miembro con excepción de los de América Latina (Chile, Colombia, Costa Rica y México) e Islandia, por no estar incluido en las bases de datos de GTAP.

Cuadros y gráficos complementarios

Cuadro A.2.1

Esfuerzo en mitigación para 2030 en países seleccionados de América Latina y el Caribe

País	Variación promedio anual de emisiones GEI por PIB en 2010-2020 (porcentaje)	Variación promedio anual de emisiones GEI por PIB en 2020-2030 (porcentaje)			Emisiones GEI 2030 - CDN (MtCO ₂ eq)
		Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	
Argentina	-0,37	-1,71	-3,64	-5,49	349
Bahamas	4,20	4,14	2,10	0,14	4
Barbados	0,69	-10,08	-11,84	-13,53	1
Brasil	-3,93	-2,68	-4,59	-6,42	1.176
Chile	-0,53	-1,48	-3,41	-5,26	95
Colombia	-1,35	-5,14	-7,00	-8,79	169
Costa Rica	-8,25	1,95	-0,05	-1,97	9
Dominica	0,95	-6,20	-8,04	-9,81	0
El Salvador	-2,27	-8,29	-10,08	-11,81	5
Granada	-0,65	-25,68	-27,13	-28,53	0
Guatemala	-3,34	4,06	2,02	0,06	65
Haiti	0,43	3,80	1,76	-0,20	18
Honduras	-9,57	6,77	4,68	2,67	24
Jamaica	1,92	-3,33	-5,23	-7,05	5
México	-0,87	-0,10	-2,05	-3,94	644
Paraguay	-2,92	-1,66	-3,59	-5,45	92
Perú	-0,61	0,53	-1,44	-3,34	209
República Dominicana	-2,54	2,06	0,06	-1,86	47
San Cristóbal y Nieves	-0,88	-11,48	-13,22	-14,89	0
Santa Lucía	1,86	-4,13	-6,01	-7,81	0
Uruguay	1,30	0,67	-1,31	-3,20	37
Total	-3,19	-1,72	-3,65	-5,50	2.952

Nota: El cuadro muestra, para una selección de países de la región, la tasa de variación promedio anual de las emisiones de GEI por unidad de producto entre 2010 y 2020 y la compara con la tasa de variación promedio anual necesaria entre 2020 y 2030 para cumplir con la meta de mitigación declarada por cada país en su CDN bajo tres escenarios diferentes: el escenario 1 considera la tasa de crecimiento poblacional que surge de las proyecciones poblacionales de Naciones Unidas y un crecimiento del PIB per cápita del 0 % anual; los escenarios 2 y 3 consideran la misma tasa de crecimiento demográfico que el anterior, pero el crecimiento del PIB per cápita es del 2 % anual en el segundo escenario y del 4 % en el tercero. Las emisiones netas de GEI para 2030 fueron estimadas aplicando la meta de mitigación incondicional de los países al nivel de emisiones base declarado en su CDN (en el año de referencia o en un escenario sin cambios). Para los países que no especifican los sectores considerados en la meta, se asume que esta contempla todos los sectores (incluido el de UTCUTS), mientras que, si los países aclaran que la meta no abarca el UTCUTS, se usan las emisiones sin ese sector.

Fuente: Elaboración propia con base en Banco Mundial (2023c, 2023f), Climate Watch (2023b), Naciones Unidas (2022) y Secretaría de la CMNUCC (2023).

Cuadro A.2.2

Consumo final de energía por fuente en países seleccionados de América Latina y el Caribe

	2000							2019						
	Carbón	Petróleo y derivados	Gas natural	Electricidad	Biocombustibles y residuos	Otros	Total	Carbón	Petróleo y derivados	Gas natural	Electricidad	Biocombustibles y residuos	Otros	Total
	Porcentaje							Porcentaje						
Argentina	0,6	38,7	35,9	15,7	2,7	6,4	100	0,6	39,2	34,0	18,9	2,0	5,3	100
Barbados	-	76,0	1,3	13,0	8,8	0,9	100	-	76,9	2,7	18,2	2,1	-	100
Belice	-	100,0	-	-	-	-	100	0,6	69,8	-	15,2	14,4	-	100
Bolivia	-	52,4	12,6	10,8	23,6	0,6	100	-	54,1	25,9	10,5	9,3	0,3	100
Brasil	6,0	49,0	3,8	17,6	15,2	8,4	100	3,2	49,8	5,4	19,1	13,4	9,1	100
Chile	2,6	54,9	6,3	15,8	19,7	0,7	100	0,5	56,2	6,0	22,4	13,4	1,6	100
Colombia	10,2	43,3	8,6	13,6	24,0	0,3	100	6,9	46,3	14,8	18,4	13,6	0,0	100
Costa Rica	0,2	68,7	-	21,1	6,7	3,3	100	0,0	67,3	-	21,2	7,5	4,0	100
Cuba	0,8	54,3	1,3	15,7	25,7	2,2	100	0,9	56,7	1,3	21,4	16,0	3,7	100
Ecuador	-	80,2	-	11,4	6,2	2,3	100	-	78,2	0,3	16,6	3,4	1,5	100
El Salvador	0,8	70,3	-	10,7	16,9	1,3	100	0,5	74,7	-	18,1	5,8	0,9	100
Granada	1,3	72,9	-	16,8	8,3	0,7	100	1,8	70,8	-	19,8	7,2	0,5	100
Guatemala	0,3	35,8	-	5,1	58,0	0,7	100	-	35,9	-	7,3	56,1	0,7	100
Guyana	0,1	64,5	-	5,6	29,9	0,0	100	0,1	76,2	-	10,0	10,4	3,2	100
Haití	26,1	18,7	-	1,1	53,5	0,5	100	26,9	23,6	-	1,1	48,3	0,1	100
Honduras	3,4	38,2	-	10,0	47,9	0,5	100	0,0	46,1	-	15,1	38,5	0,4	100
Jamaica	3,1	84,0	-	11,2	0,7	1,0	100	2,9	82,4	-	9,5	4,4	0,8	100
México	-	60,0	13,8	13,4	8,9	4,0	100	2,5	57,0	12,2	20,9	5,8	1,6	100
Nicaragua	1,1	35,9	-	7,2	54,4	1,4	100	0,3	43,4	-	12,4	41,4	2,5	100
Panamá	2,6	62,5	-	19,2	15,8	-	100	0,0	67,0	-	25,0	6,7	1,3	100
Paraguay	3,2	30,7	-	10,3	39,0	16,8	100	3,2	42,6	-	17,0	27,6	9,6	100
Perú	4,4	55,9	0,0	12,3	23,6	3,8	100	3,0	52,9	11,3	19,9	10,8	2,0	100
República Dominicana	2,0	60,1	-	19,9	15,2	2,7	100	2,5	61,5	1,6	20,8	9,9	3,6	100
Surinam	0,2	73,2	-	15,6	7,5	3,4	100	0,2	64,9	-	25,7	4,4	4,9	100
Trinidad y Tobago	-	11,3	81,2	5,7	1,7	0,1	100	-	7,7	86,7	5,4	-	0,2	100
Uruguay	0,1	55,9	1,6	22,2	16,1	4,1	100	0,1	37,2	1,0	20,3	37,5	4,0	100
Venezuela	0,4	46,6	34,7	15,0	0,0	3,3	100	1,3	53,6	17,5	26,1	0,7	0,8	100

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

Cuadro A.2.3

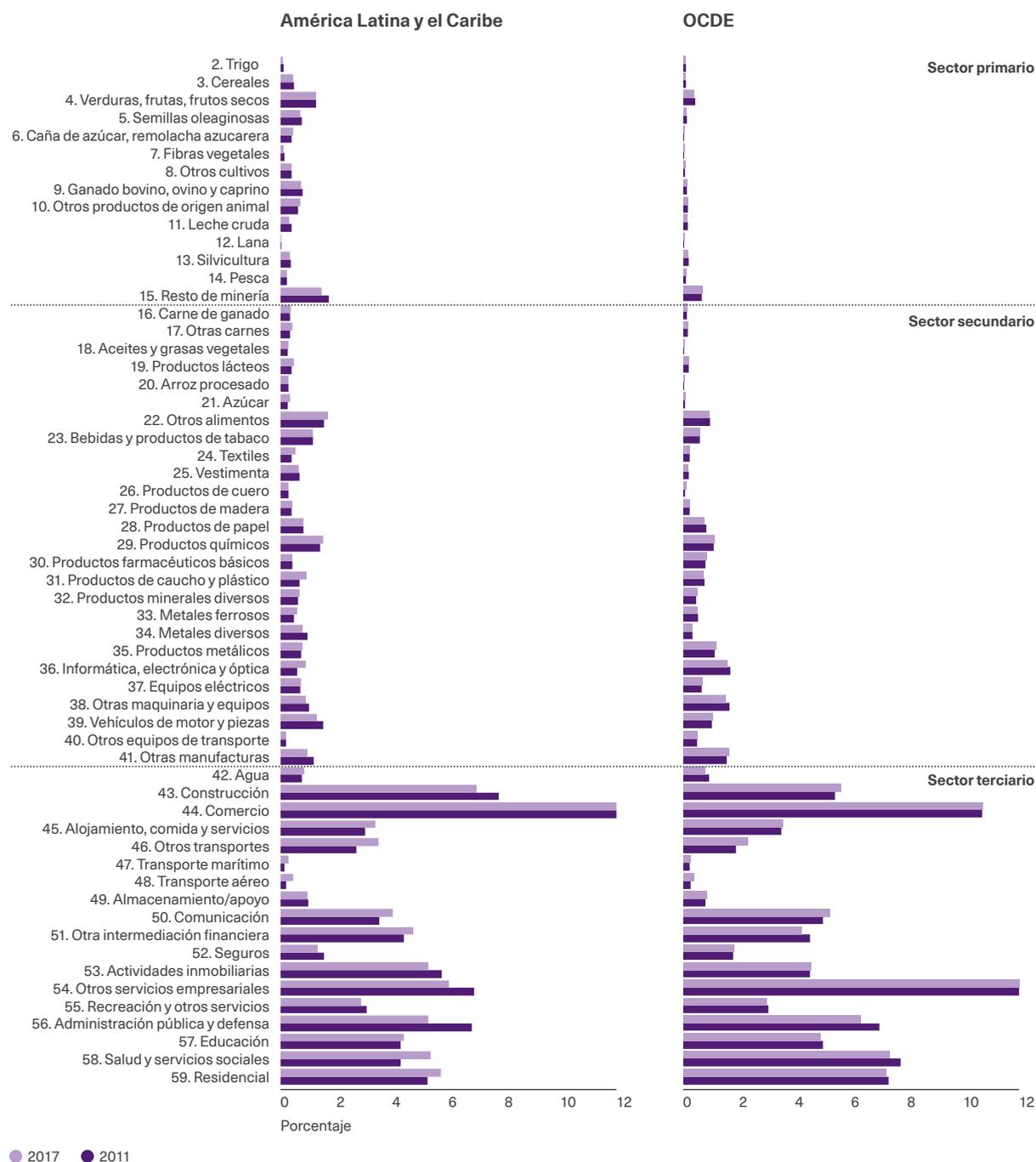
Generación de energía eléctrica por fuente en países seleccionados de América Latina y el Caribe

	2000										2019									
	Carbón	Gas	Hidráulica	Solar	Eólica	Petróleo	Nuclear	Bioenergía	Otras renovables	Total	Carbón	Gas	Hidráulica	Solar	Eólica	Petróleo	Nuclear	Bioenergía	Otras renovables	Total
	Porcentaje										Porcentaje									
Antigua y Barbuda	-	-	-	-	-	100,0	-	-	-	100	-	-	-	2,9	-	97,1	-	-	-	100
Argentina	2,0	53,9	33,4	-	0,0	3,2	7,0	0,4	-	100	0,8	64,7	20,5	0,6	3,7	2,4	6,0	-	1,2	100
Bahamas	-	-	-	-	-	100,0	-	-	-	100	-	-	-	-	-	100,0	-	-	-	100
Barbados	-	-	-	-	-	100,0	-	-	-	100	-	-	-	3,9	-	96,1	-	-	-	100
Belice	-	-	50,0	-	-	50,0	-	-	-	100	-	-	34,1	1,1	-	46,6	-	-	18,2	100
Bolivia	-	34,2	51,7	-	-	11,1	-	2,9	-	100	-	54,0	32,2	1,9	0,7	4,0	-	-	7,2	100
Brasil	3,1	1,1	88,0	-	-	4,2	1,4	2,2	-	100	3,8	9,4	64,3	1,1	9,0	1,5	2,5	-	8,5	100
Chile	22,9	25,6	47,5	-	-	3,9	-	-	-	100	36,7	18,5	26,9	8,2	6,2	3,1	-	0,3	-	100
Colombia	6,8	16,3	75,3	0,0	-	1,2	-	0,5	-	100	7,5	16,2	67,8	0,2	0,1	6,9	-	-	1,5	100
Costa Rica	-	-	82,0	-	2,6	1,0	-	-	14,3	100	-	-	67,8	0,7	15,7	2,2	-	13,2	0,3	100
Cuba	-	-	0,6	-	-	99,4	-	-	-	100	-	7,7	0,7	1,2	0,1	77,0	-	-	13,3	100
Dominica	-	-	42,9	-	-	57,1	-	-	-	100	-	-	22,2	-	-	77,8	-	-	-	100
Ecuador	-	-	72,8	-	-	27,2	-	-	-	100	-	1,1	76,4	0,1	0,3	20,9	-	-	1,3	100
El Salvador	-	-	31,1	-	-	45,6	-	2,1	21,2	100	-	-	24,0	8,3	-	30,7	-	24,5	12,4	100
Granada	-	-	-	-	-	100,0	-	-	-	100	-	-	-	-	-	100,0	-	-	-	100
Guatemala	7,0	-	41,5	-	-	40,1	-	8,1	3,3	100	24,3	-	32,4	1,7	2,4	15,6	-	2,2	21,4	100
Guyana	-	-	-	-	-	93,2	-	6,8	-	100	-	-	-	0,8	-	86,9	-	-	12,3	100
Haití	-	-	52,8	-	-	47,2	-	-	-	100	-	-	16,7	-	-	83,3	-	-	-	100
Honduras	-	-	63,3	-	-	36,7	-	-	-	100	4,5	-	21,9	10,1	7,4	44,0	-	2,7	9,5	100
Jamaica	-	-	1,8	-	-	92,6	-	5,6	-	100	-	29,2	3,8	2,1	6,4	55,5	-	-	3,1	100
México	8,9	18,9	16,9	0,0	0,0	45,2	4,0	3,0	3,0	100	9,2	59,1	7,4	2,2	5,3	9,8	3,4	1,6	2,1	100
Nicaragua	-	-	9,9	-	-	79,3	-	4,7	6,1	100	-	-	5,1	0,7	16,3	48,4	-	17,4	12,1	100
Panamá	-	-	71,0	-	-	28,6	-	0,4	-	100	9,3	8,4	49,1	3,3	7,0	22,2	-	-	0,7	100
Paraguay	-	-	100,0	-	-	0,0	-	-	-	100	-	-	99,7	-	-	0,1	-	-	0,1	100
Perú	1,2	2,6	81,9	-	-	14,0	-	0,3	-	100	0,9	30,8	55,3	1,4	2,9	7,5	-	-	1,3	100
Republica Dominicana	5,6	-	9,3	-	-	85,2	-	-	-	100	18,2	20,7	5,0	1,9	4,1	48,8	-	-	1,2	100
San Cristóbal y Nieves	-	-	-	-	-	100,0	-	-	-	100	-	-	-	-	4,5	95,5	-	-	-	100
San Vicente y las Granadinas	-	-	33,3	-	-	66,7	-	-	-	100	-	-	14,3	-	-	85,7	-	-	-	100
Santa Lucía	-	-	-	-	-	100,0	-	-	-	100	-	-	-	-	-	100,0	-	-	-	100
Surinam	-	-	50,7	-	-	49,3	-	-	-	100	-	-	48,7	0,5	-	50,8	-	-	-	100
Trinidad y Tobago	-	90,1	-	-	-	9,3	-	0,6	-	100	-	98,8	-	0,1	-	1,0	-	-	-	100
Uruguay	-	-	93,2	-	-	6,5	-	0,3	-	100	-	10,8	50,5	2,6	29,6	0,9	-	-	5,5	100
Venezuela	-	15,3	74,7	-	-	10,0	-	-	-	100	-	27,7	59,8	0,0	0,1	12,4	-	-	-	100

Fuente: Elaboración propia con base en datos procesados por Our World in Data (2023b), tomados de Ember (2023) y Energy Institute (2023).

Gráfico A.2.1

Estructura económica de América Latina y el Caribe y OCDE en 2011 y 2017

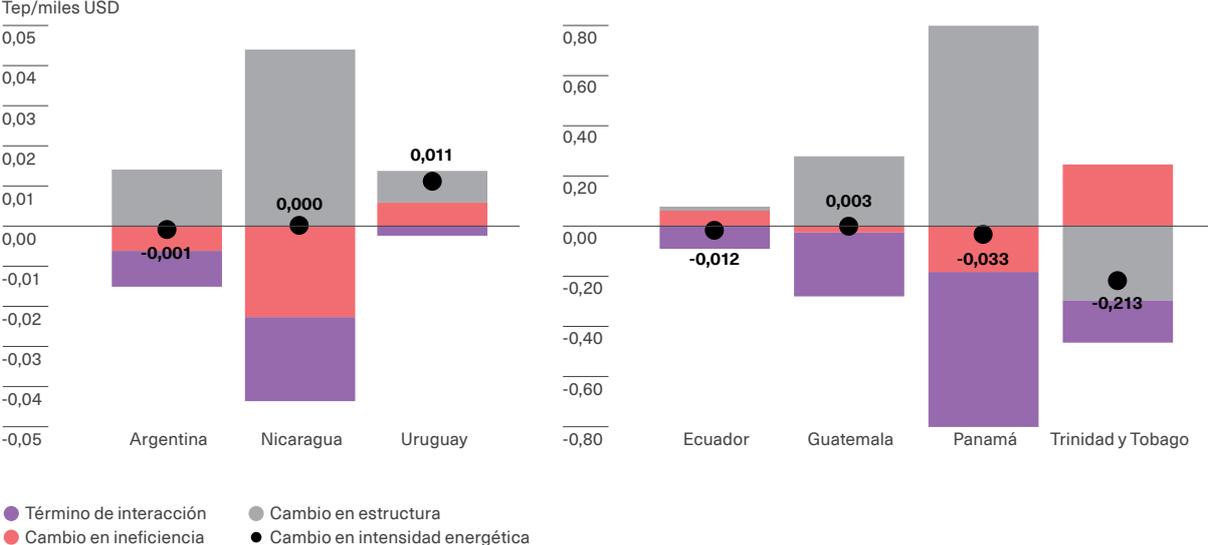


Nota: América Latina y el Caribe incluye 19 países (Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, Ecuador, El Salvador, Guatemala, Honduras, Jamaica, México, Nicaragua, Panamá, Paraguay, Perú, República Dominicana, Trinidad y Tobago y Uruguay). Por su parte, OCDE incluye a los países miembros, con excepción de los de América Latina (Chile, Colombia, Costa Rica y México) e Islandia, por no estar incluido en las bases de datos de GTAP.

Fuente: Elaboración propia con base en Banco Mundial (2023h, 2023i) y Aguiar et al. (2016, 2022).

Gráfico A.2.2

Descomposición de los cambios en la intensidad energética (países no incluidos en texto principal)



Fuente: Allub, Álvarez y Brugiafreddo (2024).

Apéndice del capítulo 3

Matriz energética de América Latina y el Caribe

El cuadro 3.1 sintetiza la matriz energética de América Latina y el Caribe para el periodo 2017-2021, a partir de los datos de matriz energética (ME) de OLADE (2023b) y de generación eléctrica de esta misma organización (OLADE, 2023a). Todos los datos corresponden al agregado regional y al promedio del período 2017-2021.

El cuadro consta de dos módulos: el módulo superior corresponde a la submatriz eléctrica y el inferior, a la submatriz de combustibles.

Submatriz eléctrica

Incluye el consumo final de electricidad en todos los sectores no energéticos y todos los insumos primarios necesarios para alcanzar ese consumo. El cuadro muestra a la derecha, en la columna (e), el consumo final de electricidad en todos los sectores no energéticos (residencial; agricultura, pesca y minería; comercio; transporte; industria; y construcción), según se reporta en la ME. Además, se muestran a la izquierda (columna a) todos los insumos primarios de energía requeridos para producir esa electricidad, distinguiendo entre insumos no combustibles y combustibles, así como la composición de insumos dentro de estas categorías. Los insumos primarios no combustibles reportados son la energía hidráulica, geotérmica, solar, eólica y nuclear. Los insumos primarios combustibles agrupan gas natural, carbón mineral, petróleo y biomasa (que incluye todo insumo de origen orgánico como la leña y la caña de azúcar).

Entre los insumos primarios y el consumo de electricidad en sectores no energéticos ocurren mermas asociadas a los procesos de transformación y transporte de los insumos hasta que llegan a los usuarios. La columna (d) muestra las pérdidas de electricidad que ocurren entre la generación total y el consumo, estimadas por la diferencia entre la generación total

de electricidad (producción de generadores y auto-productores, según se reporta en la ME) y el consumo final de electricidad.

La columna (c) muestra la generación total de electricidad, distinguiendo entre la generación a partir de fuentes combustibles y no combustibles. Esos valores se calculan tomando la participación de la generación de fuentes térmicas respecto al resto de la MG e imputándola a la electricidad generada que figura en la ME. Además, se detallan las importaciones netas de electricidad, que son prácticamente inexistentes para la región en su conjunto.

La columna (b) muestra las pérdidas de energía en la generación de electricidad, obtenidas por la diferencia entre los insumos usados y la electricidad generada. Estas pérdidas responden, por un lado, a las ocurridas durante la transformación de combustibles primarios (biomasa, petróleo y carbón mineral) en sus derivados (p. ej., leña, gasóleo, coque), y por otro lado, a las registradas en la fase de generación como resultado de la eficiencia operativa de los generadores. Por ejemplo, la generación termoeléctrica involucra pérdidas de energía sustanciales en forma de calor no aprovechado.

La columna (a) muestra los insumos de energía primaria según la fuente. En esa columna, las cifras corresponden a la totalidad de energía primaria que se estima fue necesaria para obtener los insumos para la generación de electricidad por centrales eléctricas y autoproducidos reportada en la ME. En el caso de la hidroenergía, geotermia y la energía nuclear, el valor reportado corresponde a las cantidades de oferta total indicadas en la ME. En el caso de la energía solar los insumos totales se obtienen a partir del concepto "otras primarias" de la ME, considerando la participación reportada en la MG de la energía solar respecto al conjunto de energía solar, eólica, otros y térmica renovable:

$$\text{Insumo energía solar} = \text{otras primarias}^{ME} \times \frac{\text{energía solar}^{MG}}{\text{solar}^{ME} + \text{eólica}^{ME} + \text{otros}^{ME} + \text{term. renovable}^{ME}}$$

Este procedimiento se aplica de manera análoga a la energía eólica.

Para el caso de los combustibles usados en la generación de electricidad, se estiman los insumos totales necesarios a partir de los valores reportados en la ME como insumo en centrales eléctricas y autoproducciones, ajustados por: 1) el autoconsumo de energía primaria, 2) las pérdidas de procesos de transformación, y 3) el autoconsumo de energía secundaria, según corresponda. Los factores se calculan como sigue:

$$\text{factor}_{\text{autoconsumo}_{s,p,i}} = \frac{\text{producción}_i + \frac{\text{consumo}_{\text{propio}_i}}{\text{producción}_i} + \text{pérdidas}_i + \text{ajustes}_i}{\text{producción}_i}$$

Donde i representa la fuente de energía, la cual puede ser tanto primaria (subíndice p) como secundaria (subíndice s).

$$\text{factor transformación}_i = \frac{\sum I_{cti}}{\sum O_{cti}}$$

Donde I y O corresponden respectivamente a la energía que ingresa y sale del centro de transformación. El subíndice ct indica el tipo de centro de transformación correspondiente: refinерías, centro de gas, coquería y altos hornos, carbonera y otros centros de transformación. El subíndice i indica el tipo de combustible: petróleo, gas natural, carbón mineral, gasolina, gasóleo, carbón vegetal, etc.

En el caso de combustibles primarios (carbón mineral, gas natural, petróleo, leña y caña de azúcar) usados directamente en la generación de electricidad, se ajusta solo por el factor de autoconsumo de energía primaria, que responde a la energía requerida para la producción primaria y el transporte de estos combustibles. Para el caso de insumos de energía secundaria,

es decir, aquellos que atravesaron procesos de transformación, se aplica el factor de autoconsumo de energía primaria, el factor de mermas por transformación y el factor de autoconsumo de energía secundaria. Este es el caso de los combustibles derivados del petróleo (p. ej., gasóleo, fueloil), del carbón mineral (p. ej., coque) y de la biomasa (p. ej., carbón vegetal). En la generación combustible a partir de biomasa, se considera la suma de la biomasa de leña, de caña y el resto de ERNC que corresponde al valor neto de energía solar y eólica.

Submatriz de combustibles

En el módulo inferior de la tabla, esta submatriz presenta el consumo de todo tipo de combustibles en sectores no energéticos, lo que comprende los de uso energético y los insumos de procesos productivos. Hacia arriba de la cadena de suministro, incluye todos los insumos de energía que se requieren para obtener los combustibles que se consumen en sectores no energéticos. El consumo de combustibles en sectores no energéticos se presenta en la columna (e) según el sector, tal como se reporta en la ME.

La columna (b) muestra las pérdidas de transformación de los combustibles, obtenida por la diferencia entre los valores reportados de consumo final y los estimados de insumos primarios. La columna (a) muestra los combustibles primarios según la fuente (gas natural, petróleo, carbón mineral, biomasa), estimados por la diferencia entre la oferta total de cada fuente reportada en la ME y la energía primaria destinada a la submatriz eléctrica, cuya estimación se describe arriba.

Cálculo de los factores de emisiones

A continuación, se detalla la metodología para calcular los factores de emisiones directas, indirectas y fugitivas domésticas asociadas a los combustibles y la electricidad que se consumen en sectores no energéticos.

Emisiones del gas natural

1. Emisiones directas:

$$\text{Factor directo} = \alpha_{GN}$$

Este valor corresponde al factor de emisión del gas natural en fuentes estacionarias del IPCC (2006).

2. Emisiones indirectas dando cuenta de las pérdidas en los procesos de producción, transporte y transformación:

$$\beta_{GN} = \alpha_{GN} \times \frac{\text{producción de GN} + \text{pérdidas de GN} + \text{ajustes de GN} + \text{cons. propio de P y GN atribuido al GN}}{\text{producción de GN}}$$

El término consumo propio atribuido se refiere al consumo de petróleo y gas en la fase de obtención de ambos productos atribuible al gas natural. El petróleo y gas habitualmente se extraen juntos, lo que requiere de energía para procesos como la presurización de los yacimientos y el bombeo en ductos. Puesto que los datos de origen no permiten distinguir el autoconsumo asociado a la producción de petróleo del asociado a la producción de gas, se atribuyen siguiendo su participación en la producción conjunta.

3. Emisiones indirectas dando cuenta, adicionalmente, de emisiones fugitivas de metano:

$$\gamma_{GN} = \beta_{GN} + \frac{\text{emisiones de metano en la producción y el transporte atribuidas al GN}}{\text{cons. final de GN} + \text{cons. en generación eléctrica de GN} + \text{exportaciones netas de GN}}$$

Este factor da cuenta de las fugas y liberaciones de metano en los procesos de exploración, producción y transporte, incluyendo las fugas en gasoductos e instalaciones de licuefacción y regasificación de gas natural. Los datos de emisiones de metano se obtienen de AIE (2023j).

Emisiones de derivados del petróleo (ejemplo para la gasolina)

1. Emisiones directas:

$$\text{Factor directo} = \alpha_G$$

Este valor corresponde al factor de emisión de la gasolina en fuentes estacionarias de IPCC (2006).

2. Emisiones indirectas, dando cuenta de las pérdidas en los procesos de transformación de la gasolina.

$$\beta_G = \alpha_G \times \frac{\text{producción de P} + \text{pérdidas de P} + \text{ajustes de P} + \text{cons. propio de P y GN atribuido al P}}{\text{producción de P}} \dots$$

(Componente de consumo propio del petróleo, P).

$$\times \frac{\text{insumo de P en centros de transformación}}{\text{producción de derivados del P}} \dots$$

(Componente de pérdidas de transformación del petróleo (P). Multiplicador vale 1 si no se refina petróleo).

$$\times \frac{\text{producción de derivados} + \text{pérdidas de derivados} + \text{ajustes de derivados} + \text{cons. propio de P y GN atribuido al derivados}}{\text{producción de derivados}}$$

(Componente de consumo propio de derivados del petróleo).

Para este cómputo se consideran como centros de transformación a las refinerías y los centros de gas reportados en la ME.

El término consumo propio atribuido se refiere al consumo de petróleo y gas en la fase de producción de ambos productos atribuible al petróleo. El petróleo y gas habitualmente se extraen juntos, lo que requiere de energía para procesos como la presurización de los yacimientos y el bombeo en ductos. Puesto que los datos de origen no permiten distinguir el autoconsumo asociado a la producción de petróleo del asociado a la producción de gas, se atribuyen siguiendo su participación en la producción conjunta.

3. Emisiones indirectas, dando cuenta adicionalmente de las emisiones fugitivas y liberaciones de metano atribuibles a la gasolina:

$$\gamma_G = \beta_G \times \frac{\text{emisiones fugitivas de metano en la producción y transporte atribuidas al P}}{\text{cons. final de P y der.} + \text{cons. en generación eléctrica de P y der.} + \text{exportaciones netas de P y der.}}$$

Este factor da cuenta de las fugas y liberaciones de metano en los procesos de exploración, producción y transporte de petróleo. Los datos de emisiones de metano se obtienen de AIE (2023j). Este término se aplica a todos los derivados de petróleo.

Emisiones asociadas a la electricidad

1. Emisiones directas por combustión para la generación:

$$\alpha_E = \frac{\sum Q_i \alpha_i}{\text{Generación eléctrica}}$$

En esta fórmula, i refiere a los distintos combustibles utilizados, Q_i es la cantidad de combustible y α_i es el factor que se le aplica. Este factor es un promedio de los factores de emisión de combustibles en fuentes estacionarias del IPCC (2006), ponderado por cantidades usadas en cada país.

2. Emisiones indirectas, dando cuenta de las pérdidas de energía en los procesos de transformación de los combustibles usados en la generación:

$$\beta_E = \frac{\sum Q_i \beta_i}{\text{Generación eléctrica}}$$

En esta fórmula, β son los factores de emisiones indirectas de los combustibles estimados en el presente trabajo para el conjunto de países de América Latina y el Caribe.

3. Emisiones indirectas, dando cuenta de las emisiones fugitivas y liberaciones de metano asociadas a los combustibles usados en la generación:

$$\gamma_E = \frac{\sum Q_i \gamma_i}{\text{Generación eléctrica}}$$

En esta fórmula, γ son los factores de emisiones indirectas y fugitivas de los combustibles estimados en el presente trabajo para el conjunto de países de América Latina y el Caribe.

4. Emisiones indirectas, dando cuenta del autoconsumo de electricidad de los generadores y las pérdidas de transporte y distribución de electricidad de cada país:

$$\eta_E = \frac{\sum Q_i \gamma_i}{\text{generación eléctrica}} \times \frac{\text{generación eléctrica}}{\text{consumo eléctrico}}$$

Apéndice de capítulo 4

Tecnologías de generación eléctrica

Combustión

Las centrales de generación que funcionan mediante combustión, de uso difundido en la actualidad, se suelen llamar termoeléctricas. Las centrales de este tipo pueden clasificarse en motores de combustión interna y generadores de turbina. Los primeros (ampliamente utilizados en el transporte) se usan en aplicaciones de generación con una gama muy amplia de capacidad, empezando por microgeneradores de uso doméstico e industrial hasta grandes aplicaciones en la escala de generación mayorista que permiten cubrir picos de demanda. Los segundos, usados en la generación eléctrica, son de dos tipos: turbinas de gas, donde el movimiento se produce por la quema de un combustible dentro de la turbina, y las de vapor, que son impulsadas por vapor de agua producido en una caldera fuera de la turbina. Las plantas de carbón, que suelen ser las de mayor capacidad entre las termoeléctricas, funcionan con turbinas a vapor.

Las plantas de generación térmica con base en gas natural de ciclo combinado cuentan con dos etapas. La primera consiste en una turbina de gas, como la descrita anteriormente. La segunda toma los gases a alta temperatura que resultan de la primera etapa y los circula a través de un intercambiador de calor para producir vapor de agua, que fluye a través de una turbina.

El tipo de tecnología usada para la generación requiere combustibles con determinadas características. Las termoeléctricas de vapor como las descritas realizan la combustión en calderas para producir el vapor. Esto permite la compatibilidad o posibilidades de reconversión de los tipos de combustible que pueden utilizarse. Por ejemplo, la cocombustión de carbón (o gas) y biomasa de fuentes sostenibles es reconocida como una estrategia promisoría para la descarbonización del sector eléctrico en la

transición debido a que permite reducir las emisiones con un plazo y costos de capital relativamente bajos (IRENA y ETSAP, 2013).

Por otro lado, las termoeléctricas basadas en turbinas de flujo gaseoso usan mayoritariamente el gas natural como combustible y permiten la incorporación de gases originados en la fermentación de desechos (biogás) o hidrógeno, en forma pura o mezclados con el componente principal, que es el gas natural. Estas centrales no pueden utilizar ni reconvertirse de manera viable para utilizar combustibles sólidos. La excepción de esto es el proceso de gasificación de biomasa, que es muy intensivo en energía y con pocos casos de implementación.

En el proceso de generación de electricidad de base térmica, al igual que en cualquier proceso de conversión de calor en trabajo mecánico, una porción significativa de la energía se pierde en forma de calor residual, que generalmente se disipa en el ambiente o puede ser usado para aplicaciones de menor calidad energética. La eficiencia (relación entre la electricidad producida y los insumos usados) que las plantas termoeléctricas pueden alcanzar varía según el tipo de insumo y la tecnología empleada. Las de motores de combustión interna suelen tener eficiencias aproximadas del 45 % y usan principalmente destilados pesados del petróleo, como gasóleo o queroseno, que son insumos relativamente más costosos y generan emisiones elevadas y contaminantes del aire locales. Las centrales de vapor con base en carbón, el insumo más barato, pero con mayores emisiones y más contaminantes del aire, muestran eficiencias promedio algo menores, del 43 %. Las plantas de gas natural, un insumo con costos intermedios, que produce menos emisiones de GEI y contaminación local que las de petróleo y carbón, alcanzan eficiencias de entre el 35 % y el 39 %, en el caso de centrales de ciclo abierto, mientras que las que incorporan un ciclo combinado alcanzan eficiencias del 51 % (IRENA, 2019a).

Las centrales termoeléctricas también difieren en la flexibilidad con que pueden operarse. Cada central tiene limitaciones específicas en términos del tiempo que requiere ponerla en funcionamiento, la carga mínima a la que puede operar, la velocidad a la que puede incrementar la producción y el tiempo mínimo que debe permanecer encendida o apagada. La flexibilidad de operación es un atributo cada vez más valioso a medida que se integran fuentes de generación intermitentes, como la solar y eólica. Esto agrega una capa de complejidad adicional al balance entre costos, eficiencia y emisiones. En términos generales, las centrales de carbón son las menos flexibles y están típicamente diseñadas para la generación de base, seguidas por las centrales de gas de ciclo combinado y finalmente las centrales de gas de ciclo abierto. Las centrales de combustión interna son las de mayor flexibilidad y habitualmente atienden los picos de consumo, particularmente los imprevistos, aunque son también las que tienen mayores costos operativos (IRENA, 2019a).

Geotérmica

La energía geotérmica aprovecha el calor interno de la Tierra, generado principalmente por reacciones nucleares entre el manto y la corteza terrestre, así como por el calor primordial remanente de la formación del planeta. Este calor se transfiere hacia las capas superiores más frías, y su accesibilidad para usos energéticos depende de factores como la profundidad del yacimiento y la presencia de fallas geológicas. Cuando la temperatura en el yacimiento supera los 150 °C, es posible generar energía eléctrica mediante vapor de agua.

La aplicación de la energía geotérmica se divide en dos categorías: generación de energía eléctrica y usos directos. Estos últimos, por ejemplo, la calefacción y refrigeración, aprovechan recursos geotérmicos menos profundos y de menor temperatura. En contraste, la generación eléctrica requiere acceso a yacimientos más profundos (normalmente por encima de 2 km), donde la temperatura y la presión son lo suficientemente elevadas para producir vapor de agua. Este vapor se extrae mediante un sistema de perforación, se conduce a la superficie para

accionar un sistema turbogenerador y luego se reinyecta al reservorio para mantener su nivel y presión.

La energía geotérmica ofrece un recurso renovable y sostenible, pero presenta importantes barreras para el incremento en la capacidad instalada debido a las restricciones de disponibilidad del recurso, la elevada incertidumbre y los elevados costos de inversión asociados con la exploración y perforación. Estos factores hacen que el desarrollo de la energía geotérmica sea riesgoso y generalmente dependiente del financiamiento del sector público.

Nuclear

La energía nuclear se distingue por proveer electricidad con bajas emisiones de GEI, sin depender de condiciones naturales para la generación, como en el caso de la fuente solar, eólica, geotérmica e hidráulica. Además, la generación nuclear tiene la ventaja de encontrarse menos afectada por la volatilidad del costo de los insumos, puesto que el combustible representa una porción muy baja de los costos de operación en relación con la generación fósil y los plazos entre recargas son prolongados. Por lo tanto, puede ser un complemento valioso a la incorporación creciente de fuentes con intermitencias. En la región solo tres países cuentan con centrales de generación nuclear: Argentina, tres centrales con una capacidad total de 1,8 MW; Brasil, dos centrales que suman 2 GW; y México, una central de 1,5 GW.

Una barrera importante para el crecimiento de la energía nuclear son los estándares de seguridad cada vez más exigentes a los que deben enfrentarse los nuevos proyectos. Mientras que los costos nivelados de generación de electricidad a partir de energía solar y eólica han disminuido continuamente en las últimas décadas, los costos de la nuclear han aumentado, especialmente luego del accidente en 2011 de Fukushima (Japón), cuando se elevaron los niveles de exigencia de seguridad. Actualmente, los costos nivelados para la generación nuclear parten de 141 USD/MWh, aproximadamente duplicando el rango superior de los estimados para energía eólica (Lazard, 2023).

Sin embargo, la comparación merece especial cautela puesto que la energía nuclear presenta un suministro firme, que puede atender momentos de escasez de recursos renovables en los que el valor de la energía generada es mayor. Al mismo tiempo, puede brindar servicios auxiliares, como la regulación de frecuencia, que son remunerados de manera adicional a la generación. Además, la mayoría de las centrales de generación nuclear y la totalidad de las que se encuentran en construcción actualmente tienen cierta capacidad de operación flexible. Esa flexibilidad permite ajustar su generación a los requerimientos de la demanda en cada momento y variar su oferta estacionalmente para optimizar la disponibilidad de recursos hídricos (AIE, 2019b; Jenkins et al., 2018).

Un desarrollo promisorio para la generación nuclear son los denominados reactores nucleares modulares (conocidos por sus siglas en inglés SMR). Se trata de la investigación y desarrollo de generadores nucleares de baja capacidad (entre 10 MW y 300 MW de potencia)¹ y microgeneradores (de hasta 10 MW) que puedan ser construidos de manera centralizada, de forma estandarizada y aprovechando economías de escala. Estas dos características, junto con la menor escala de inversión de capital que requieren los SMR con relación a las centrales tradicionales, permitiría superar las principales barreras que afectan los nuevos proyectos de generación nuclear.

Existen varios formatos de pequeños SMR en desarrollo, principalmente en Estados Unidos, Francia, China y Rusia, quienes trabajan en la producción a gran escala de microgeneradores de energía eléctrica con capacidades desde 1 MW hasta 350 MW (Derdevet y Mazzucchi, 2021). En 2020, la AIE identificó más de 70 proyectos en 16 países diferentes (Perczyk y Rabinovich, 2023). Aunque la tecnología de pequeños reactores modulares no está aún madura, sino en fase de investigación, desarrollo y demostración, puede desempeñar un rol destacado en la seguridad del suministro en lugares y momentos donde los recursos renovables son escasos.

Hidráulica

Los cursos de agua fueron aprovechados por las sociedades durante siglos como fuente de energía motriz, principalmente para propulsar molinos para la producción de harinas. En la actualidad es la fuente de generación de las mayores centrales eléctricas del mundo. Entre ellas se encuentra la presa Itaipú, una central de generación hidroeléctrica compartida en partes iguales por Paraguay y Brasil, clasificada como la segunda en el mundo por su generación promedio anual.

Existen dos tipos principales de centrales hidroeléctricas, según dispongan o no de capacidad de almacenar agua. Las hidroeléctricas con presa cuentan con un reservorio que les permite administrar la generación eléctrica, cerrando las esclusas de la presa y aumentando el volumen almacenado, cuando la demanda de electricidad es baja, o abriendo las esclusas para permitir un flujo de agua desde la presa incluso en mayor caudal que el agua que esta recibe. Las hidroeléctricas de curso de agua, en cambio, disponen de poca o ninguna capacidad de almacenamiento.

La capacidad de almacenamiento de agua presenta grandes ventajas al sistema eléctrico puesto que permite responder a las necesidades del sistema de manera flexible, atendiendo requerimientos diarios, estacionales o, en ocasiones, plurianuales. Además, puede aportar a los sistemas eléctricos servicios auxiliares, como reserva de potencia y regulación de frecuencia, que otras tecnologías renovables no están en condiciones de proporcionar y, por lo tanto, resultan un complemento ideal para favorecer la penetración de todas las tecnologías renovables.

Como contrapartida, la construcción de una presa puede ocasionar grandes impactos ambientales y sociales, entre los que se encuentran impactos sobre calentamiento global. El anegamiento de grandes superficies de tierra conteniendo vegetación y la retención de sedimentos orgánicos para la construcción de una presa hidroeléctrica pueden resultar en emisiones de CO₂ y metano debido a la

¹ 300 MW de potencia nuclear equivale a cerca de 2 MWh anuales. A título comparativo, el promedio de capacidad de las centrales nucleares en el mundo supera los 2.000 MW.

descomposición de la materia orgánica. Cerca de un 10 % de las centrales hidroeléctricas del mundo muestran una intensidad de emisiones similar o superior a las de las centrales termoeléctricas de base fósil (Scherer y Pfister, 2016). El perfil de emisiones de los reservorios artificiales de agua en función del carbono contenido en la vegetación y los suelos inundados es creciente con la temperatura del agua y aproximadamente proporcional a la superficie del reservorio. Por lo tanto, escoger el emplazamiento de las presas resulta clave para que la intensidad de emisiones de la electricidad resultante sea baja (Almeida et al., 2019).

Una clase de centrales hidroeléctricas de creciente interés son las hidroeléctricas de bombeo. Estas centrales constan de dos presas con capacidad de almacenamiento a lo largo de un mismo curso de agua. En los momentos de mayor demanda, pueden generar electricidad permitiendo el flujo de agua desde el reservorio superior hacia el inferior mientras que, en los momentos de abundancia de electricidad, pueden bombear agua y almacenar la energía en el reservorio superior. Este tipo de instalaciones serán cada vez más valiosas ante la integración de fuentes de generación intermitentes. A la vez, la región cuenta con un gran potencial inexplorado para esta tecnología, debido a las condiciones propicias de topografía y disponibilidad de agua en los Andes (Perczyk y Rabinovich, 2023).

Solar

La energía solar fotovoltaica es una fuente de energía proveniente de la radiación del Sol que permite producir electricidad mediante dispositivos de semiconductores o películas finas de deposición de metales.

Hasta el momento, se han diseñado instalaciones de energía solar fotovoltaica (FV) de dos tipos: 1) parques de gran potencia eléctrica conectados a la red de transmisión; y 2) instalaciones individuales domiciliarias, comerciales o industriales que pueden o no estar conectadas a la red de distribución (generación distribuida). En ambos casos, también pueden incluir sistemas de almacenamiento en baterías y

son de gran utilidad en sistemas aislados o en localidades alejadas de las redes de transmisión.

La energía solar también puede ser transformada en electricidad mediante una tecnología conocida como potencia solar concentrada (CSP, por sus siglas en inglés). Esta tecnología produce electricidad al concentrar los rayos del sol mediante dispositivos ópticos que calientan un medio (generalmente un líquido o gas), produciendo vapor que luego se usa para mover una turbina o gas para impulsar un generador eléctrico. Una alternativa de esta tecnología permite el almacenamiento termoquímico, calentando sales fundidas para generar electricidad incluso en momentos en los que el recurso solar no está disponible.

Eólica

La energía eólica consiste en aprovechar la energía motriz del viento para transformarla en trabajo útil. Puede ser usada en forma de energía mecánica, como en aplicaciones para el bombeo de agua subterránea o para impulsar molinos, tecnologías que datan del siglo XIX. En la actualidad, se utiliza mayoritariamente para movilizar un generador y producir electricidad.

Los parques eólicos originalmente se construyeron en el continente, pero, cada vez con más frecuencia, se ubican en el mar, donde las características de los vientos suelen ser más favorables. Esa localización reduce, además, los impactos negativos sobre el paisaje y el medio ambiente. Sin embargo, los parques eólicos mar adentro son más costosos y su desarrollo requiere ganancias apreciables de competitividad para reducir los costos unitarios de generación. Hay dos tipos de tecnologías para parques eólicos en el mar: los que se instalan en zonas costeras de baja profundidad y pueden estar apoyados en el suelo marino (por ejemplo, con una profundidad de 30 metros en el Mar del Norte en Europa, a una distancia media de la costa de 33 km) y los que requieren estructuras flotantes con plataformas semisumergibles o plataformas de apoyo tensionadas al fondo marino en zonas costeras más profundas (como los de la zona en el Pacífico de América).

La evolución tecnológica, esencialmente con el incremento de los módulos unitarios de potencia de los aerogeneradores y la consecuente disminución de los costos unitarios de producción, facilitaron una rápida penetración de esta tecnología en la matriz eléctrica mundial. La mejora en la eficiencia de los aerogeneradores ha posibilitado también el crecimiento de la capacidad de los parques eólicos existentes, mediante la sustitución de equipos de menor tamaño por unidades de mayor potencia, incrementando la capacidad instalada y aprovechando la misma superficie.

Baterías y otros medios de almacenamiento

A diferencia de otros vectores de energía, la electricidad es la que ha presentado más desafíos en lo que respecta a almacenamiento. El principal rol de las baterías y otros dispositivos de almacenamiento es prestar servicios que están relacionados con el tiempo: unos pocos segundos o minutos en el caso del control de la frecuencia y horas o días, cuando se debe liberar en el momento que sea demandada (arbitraje entre horas o días). Los mecanismos más utilizados actualmente son el sistema hidroeléctrico por bombeo, que presenta costos más bajos que otras alternativas y un mayor uso para el arbitraje; los volantes de inercia (*flywheels*) para el control de la frecuencia y la energía de respaldo, y, en menor medida, los sistemas de almacenamiento por aire comprimido.

Si bien las baterías existen desde hace mucho tiempo, han adquirido relevancia como medio de almacenamiento para actividades de arbitraje. También han ganado importancia para satisfacer requerimientos de la demanda en horas punta y en servicios de regulación de frecuencia, tanto para grandes baterías (*utility scale*) como para las ubicadas en granjas solares o eólicas o detrás del medidor (baterías independientes o acopladas a paneles solares de generación distribuida a escala residencial o industrial)². Las baterías de Li-ion han venido bajando de costo tanto a nivel de generación a gran escala como distribuida, pero aún faltan reducciones adicionales para que se vuelvan competitivas. A medida que se desarrolle el mercado, también surgirán paulatinamente soluciones competitivas para su reciclaje o disposición (Pellow et al., 2020).

2 Ver Noussan (2022) y Lazard (2023). Por otro lado, las baterías de Li-ion son también usadas para mover los vehículos eléctricos.

Evolución de la generación con ERNC (eólica y solar) entre 2010 y 2021

Cuadro A.4.1

Evolución de la generación eólica y solar entre 2010 y 2021 en GWh anual y como porcentaje de la generación anual

País	Eólica		Solar		% ERNC en generación 2010	% ERNC en generación 2021
	2010	2021	2010	2021		
Argentina	25	12.938	0	2.196	0 %	11,1 %
Barbados	0	0	2	85	0 %	8,0 %
Belice	0	0	1	3	0 %	1,0 %
Bolivia	0	120	0	351	0 %	4,3 %
Brasil	2.177	72.286	0	16.752	0 %	13,6 %
Chile	318	7.210	0	10.787	1 %	22,1 %
Colombia	39	60	0	323	0 %	0,5 %
Costa Rica	359	1.573	0	9	4 %	12,6 %
Cuba	11	28	1	237	0 %	1,4 %
Ecuador	3	62	0	37	0 %	0,3 %
El Salvador	0	132	0	1.074	0 %	18,6 %
Granada	0	0	0	4	0 %	1,8 %
Guatemala	0	324	0	230	0 %	4,6 %
Guayana	0	1	0	13	0 %	1,2 %
Haití	0	0	0	4	0 %	0,4 %
Honduras	0	775	0	1.129	0 %	17,4 %
Jamaica	53	264	0	132	1 %	9,2 %
México	166	21.075	0	20.194	0 %	12,6 %
Nicaragua	163	656	0	27	4 %	16,2 %
Panamá	0	530	0	586	0 %	8,0 %
Paraguay	0	0	0	0	0 %	0,0 %
Perú	1	1.823	0	802	0 %	4,6 %
Rep. Dominicana	0	1.231	0	486	0 %	8,0 %
Surinam	0	0	0	13	0 %	0,5 %
Trinidad y Tobago	0	0	0	0	0 %	0,0 %
Uruguay	70	4.991	0	483	1 %	34,3 %
Venezuela	0	18	2	0	0 %	0,0 %

Nota: El cuadro muestra los valores totales y la participación de la energía solar y eólica en la generación total en 2010 y 2021, para los países de ALyC con información disponible.

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

Cuadro A.4.2

Precios adjudicados en subastas de energía solar y eólica

Fuente	País	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Eólica	Argentina								56,2	40,9		58,0				
	Brasil	76,5	75,2	59,3	45,0	54,2	58,0	57,5		31,0	24,3	24,7		33,0	35,0	
	Chile							57,1	45,3	34,1						
	Colombia												30,3		41,6	
	Costa Rica					71,6	62,8	74,8	80,0	77,7	77,0	77,4		81,7	86,0	
	El Salvador									98,8						
	Jamaica															
	México								52,9	40,9	19,0	18,6				
	Panamá			90,6		96,7			95,0							
	Perú		80,4	69,0						37,8						
	Uruguay		85,0	63,0	63,0											
Solar	Argentina								57,0	42,8		57,6				
	Brasil						91,4	89,8		45,6	32,3	20,3		29,6	35,2	
	Chile							62,3	29,1	35,7						
	Colombia										29,5			41,6		
	Costa Rica					136,1	90,4	211,3								
	El Salvador					184,7	118,0			55,3						
	Jamaica							85,4								
	México						50,7	30,1	37,8	21,8	19,0					
	Panamá						95,4		74,9					55,1	104,8	
	Perú		221,0	119,9						48,1						
	Uruguay						87,5									

Nota: El cuadro presenta los precios adjudicados de las diferentes subastas de energía eléctrica llevadas a cabo en los países de ALyC con información disponible, teniendo como fuente de generación la energía eólica y solar. Los valores excluyen licitaciones que fueron declaradas desiertas o casos que no especifican la tecnología adjudicada. En países puntuales puede haber precios diferenciados para fuentes geotérmica y de biomasa. Guatemala no se reporta porque los valores de las subastas corresponden a potencia. En México y Panamá, se publican los valores de subastas de energía (ver OLADE, 2020, para valores de la subasta de potencia). En el caso de Panamá, los precios adjudicados de 2021 y 2023 corresponden a las empresas de energía solar Photovoltaics Development Corp y Photovoltaics Investment Corp (año 2021) y Gensol y Spower (año 2023), existiendo en paralelo precios adjudicados a partir de otras fuentes renovables no convencionales de energía, como la hidráulica.

Fuente: Elaboración propia con base en Rodríguez Pardina (2022), CCEE (2023), Grupo ICE (2020, 2021, 2022), ETESA (2021, 2023) y OLADE (2020).

Cuadro A.4.3

Países y territorios de América Latina y el Caribe incorporados en el gráfico 4.9 con el código ISO correspondiente

País	ISO	País	ISO
Aruba	ABW	Haití	HTI
Argentina	ARG	Jamaica	JAM
Antigua y Barbuda	ATG	San Cristóbal y Nieves	KNA
Bahamas	BHS	Santa Lucía	LCA
Belice	BLZ	México	MEX
Bolivia	BOL	Nicaragua	NIC
Brasil	BRA	Panamá	PAN
Barbados	BRB	Perú	PER
Chile	CHL	Puerto Rico	PRI
Colombia	COL	Paraguay	PRY
Costa Rica	CRI	El Salvador	SLV
Cuba	CUB	Surinam	SUR
Curazao	CUW	San Martín (Países Bajos)	SXM
Islas Caimán	CYM	Islas Turcas y Caicos	TCA
Dominica	DMA	Trinidad y Tobago	TTO
República Dominicana	DOM	Uruguay	URY
Ecuador	ECU	San Vicente y las Granadinas	VCT
Granada	GRD	Venezuela	VEN
Guatemala	GTM	Islas Vírgenes Británicas	VGB
Guyana	GUY	Islas Vírgenes de los Estados Unidos	VIR
Honduras	HND		

Incorporación de la generación renovable no convencional: experiencia de los países de la región

A continuación, se describen los mecanismos utilizados por los distintos países para incorporar la generación con ERNC a la oferta eléctrica.

Argentina

El marco legislativo de Argentina (Leyes 26190 de 2006 y 27191 de 2015) propuso cubrir el 8 % de la demanda con fuentes renovables no convencionales para 2017 y el 20 % para 2025. En un primer intento, entre los años 2009 y 2011, se realizaron una serie de subastas en el marco del Programa de Generación de Energía Eléctrica a partir de Fuentes Renovables (GENREN). Si bien los precios adjudicados fueron de USD 125,97/MWh para la energía eólica y USD 567,71/MWh para la solar fotovoltaica, menos del 25 % de la energía licitada fue efectivamente puesta en servicio. Entre los años 2016 y 2019, el entonces llamado Ministerio de Energía llevó a cabo un programa de subastas de energías renovables, denominado *RenovAr*, promoviendo subastas diferenciadas por tipo de tecnología. Las ofertas ganadoras se estructuraron con un contrato de compraventa de energía (PPA, por sus siglas en inglés) con CAMMESA, el organismo encargado del despacho, que remunera la capacidad o energía entregada al sistema. La diferencia entre el precio asegurado en el PPA y el pagado por la demanda (que está subsidiado) se cubre con fondos públicos. Entre las sucesivas rondas ingresaron recursos de fuente eólica, solar fotovoltaica (FV), biomasa, biogás, pequeñas hidroeléctricas y biogás de vertederos. A fines de 2021, una resolución de la Secretaría de Energía (1260/21) propuso rescindir o reconducir los contratos de aquellos proyectos que, en ese momento, no habían logrado la habilitación comercial, con el objeto de liberar compromisos de capacidad y de red para nuevos proyectos. Bellato (2022) detalla que los 91 proyectos no iniciados se encuentran en diversas instancias de rescisión, renegociación, negociación de salida o amparo judicial.

Brasil

Debido a rigideces para la incorporación de capacidad, más notable a raíz de la situación de sequía sufrida en el año 2001 (Dutra y Menezes, 2005), el mercado de generación pasó por una reforma en 2004, estructurándose a partir de la combinación de un mecanismo de subastas, contratos de largo plazo y coordinación centralizada (Hochberg y Poudineh, 2021). Las distribuidoras deben contratar el 100 % de la demanda prevista. Estas subastas son centralizadas por la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE, el organismo encargado del despacho), quien establece el origen de la energía (nueva o existente), las tecnologías elegibles, las cuotas por tipo de tecnología y el servicio prestado (los servicios de energía de reserva se subastan por separado y el comprador es la CCEE, que se financia con un cargo a todos los usuarios). Ese organismo también determina las cantidades y la duración de los contratos (los de energía existente, 1 a 15 años independientemente de la tecnología; los de energía hidráulica nueva, 30 años; los de térmica nueva, de 20 a 25 años). Por su parte, los grandes usuarios (aquellos con una demanda mayor que 1,5 MW y algunos consumidores con demanda superior a 0,5 MW bajo una figura especial) negocian libremente con los generadores o comercializadores las condiciones de abastecimiento (contratos bilaterales o subastas privadas). Todos los contratos deben respaldarse con certificados de energía firme (la capacidad que un generador puede contratar), emitidos por el Ministerio de Minas y Energía.

Este mecanismo acomodó fácilmente la incorporación de ERNC, al principio a través de tarifas de alimentación de la red garantizadas (*feed-in tariffs*) y, desde 2007, mediante subastas. Inicialmente se aplicó a energía nueva (con tecnologías eólica, solar, hidroeléctrica, de biomasa y residuos sólidos urbanos) y contratos a 20 años y, posteriormente, a subastas de energía existente.

Chile

Este país realiza licitaciones de suministro de energía eléctrica desde 2013. Estas subastas se realizan por bloques de energía (GWh), a diferencia de otros países, en los que se licita capacidad de potencia (MW). Los contratos son neutros en tecnología, es decir, las adjudicaciones no son específicas, por lo que no se apunta directamente a generación eléctrica con ERNC (OLADE, 2020). De esta forma, las energías renovables compiten por precio con las energías provenientes de fuentes convencionales, a diferencia de países como Argentina y Perú (Rodríguez Pardina et al., 2022). El sistema de licitaciones se realiza mediante “bloques de suministro”, que representan una cantidad máxima de abastecimiento que el ofertante puede asumir, siendo también la energía total que se pretende adjudicar en dicho proceso de licitación (OLADE, 2020).

El diseño del mercado está basado en un sistema de subastas para abastecer la parte significativa de la demanda regulada, que puede ser descentralizada (a nivel de distribuidoras o grupos de distribuidoras) o parcialmente centralizada (delegando a la Comisión Nacional de Energía [CNE] la responsabilidad del diseño y administración de las licitaciones), ejecutadas con contratos de 5 a 30 años. Para promover la integración de las ERNC, se dispuso que una fracción de la aportación de los generadores proviniera de dichas fuentes (10 % en 2008 y 20 % desde 2013), ya sea de manera directa o indirecta (a través de otras compañías). Sobre esta base, se amplió el sistema de subastas a bloques de energía por intervalos horarios (23:00 a 08:00, 08:00 a 18:00 y 18:00 a 23:00) o trimestrales. El Ministerio de Energía se encargaba de supervisar la evolución, y, en caso de ser necesario, implementar de forma complementaria subastas para llegar a los cupos requeridos. No se previó subsidio, sino traslado directo a la tarifa, pero sí se otorgaron beneficios vía la exención total o parcial del pago de cargos de transmisión para generadores pequeños (9 MW, que luego se extendió hasta 20 MW). La combinación entre los precios existentes de energía y la evolución de los costos de generación eólica o solar hizo que la incorporación de estas fuentes no enfrentara repercusiones (Moreno y Larrahondo, 2021).

Otra forma con la que Chile incorpora las ERNC en sus sistemas eléctricos es a través del marco de Pequeños Medios de Generación (PMG) y Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) (Decreto

Supremo n.º 244 de 2006, actualizado por el Decreto Supremo n.º 88 de 2020). Este marco incorpora mejoras en el procedimiento de interconexión, energización y puesta en servicio de los PMG y PMGD y establece una metodología a la que pueden optar los generadores para el cobro de un precio estabilizado en las ventas de energía (Garrigues, 2020; Ministerio de Energía, 2022). La diferencia entre ellos es que los PMG se conectan al sistema de transmisión y los PMGD se conectan a un sistema de distribución. Estos pueden inyectar excedentes de energía y potencia de un máximo de 9 MW y ser destinados al autoconsumo o a la inyección de energía al sistema eléctrico (ACESOL, 2022; CNE, 2021). Los proyectos que operan bajo este marco son autogestionables, reciben reducciones en las cuotas de transmisión y tienen acceso a un régimen de precios estabilizados, lo cual es menos volátil que los precios del mercado *spot*. Los PMGD se pueden desarrollar bajo distintas modalidades: inyección directa e instalación compartida (prosumidor).

Según Sphera Energy (2023), los PMG y PMGD suman una capacidad de 2,6 GW (88 % de los cuales son PMGD), que representa un 8 % de la capacidad instalada en el Sistema de Energía Nacional (SEN) a junio de 2023. Estos medios produjeron un 4 % de la energía inyectada al sistema, repartándose entre las fuentes solar fotovoltaica (contribución del 57 %), hidráulica (33 %) y eólica (4 %). El valor de la capacidad instalada a 2023 representa un aumento del 400 % respecto a la capacidad instalada de los PMGD en 2016.

Colombia

Colombia incorporó la modalidad de renovables no convencionales a través de un mecanismo de subastas, principalmente, a proyectos vendedores de energía generada con fuente solar o eólica por lotes de 0,5 MW y en bloques horarios. Este esquema iba acompañado de un mecanismo complementario para cubrir la diferencia entre la demanda que se espera cubrir con la subasta y la cantidad de energía que finalmente se asigna como resultado de la licitación.

El marco rector fue la Ley 1715 de 2014 y el Decreto 570 de 2018. La energía comprada por estos mecanismos se considera dentro de las obligaciones de los

comercializadores para abastecer un porcentaje de su energía a través de ERNC (entre el 8 % y el 10 % en 2019, según la Ley 1955 de 2019).

Entre 2019 y 2021 se realizaron tres subastas (la primera no logró adjudicar proyectos). En la segunda se promovieron proyectos de generación a partir de fuentes no convencionales de energía renovable, adjudicando contratos por 15 años (a partir de enero de 2022). En la tercera subasta se utilizó un mecanismo en dos fases (subasta principal y mecanismo complementario, con condiciones favorables para los oferentes si no se lograba el cupo del mecanismo principal), logrando compromisos por el 83 % de la demanda objetivo de 5.520 MWh/día (55 % por la subasta principal y 45 % por el mecanismo complementario). A futuro se esperan adaptaciones a los detalles de la subasta para evitar comportamientos estratégicos, que han sido alertados desde hace tiempo (ver Klemperer (2002).

Costa Rica

La entidad a cargo de la comercialización de la energía eléctrica es el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), quien realiza las compras de electricidad a cooperativas y empresas privadas en dos modalidades: contratos directos con generadores interesados que cumplan con la Ley de Electricidad (Ley 7200 de 1990) y régimen de competencia. Esta segunda modalidad contempla la compra de energía bajo un proceso competitivo, por cupos de 50 MW, con contratos entre el ICE y operadores privados con una vigencia máxima de 20 años. Las tecnologías de ERNC no pueden superar el 30 % del conjunto de centrales que conforman el Sistema Eléctrico Nacional (OLADE, 2020).

El Salvador

El mercado eléctrico de El Salvador se compone del mercado de contratos (a largo plazo) y el mercado regulador del sistema. En este contexto, las licitaciones se rigen por la Ley General de Electricidad y son convocadas por la distribuidora de electricidad DELSUR, quien elabora las bases de licitación. En esta se establece la potencia requerida por cada tipo de tecnología

y se asigna la potencia a cada empresa distribuidora (a quienes representa). Estas bases de licitación son revisadas y aprobadas por la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), que es la autoridad adjudicadora del proceso de licitación.

DELSUR (en representación de 7 empresas distribuidoras) realizó 3 procesos de licitación de ERNC entre 2013 y 2017. En el primero (2013) se promovieron tecnologías de pequeñas centrales hidroeléctricas, solar fotovoltaica y biogás. En 2014 se promovieron las fuentes solar fotovoltaica y eólica, aunque solo se lograron proyectos solares (con PPA a 20 años). En 2017 se promovieron también la solar fotovoltaica y la eólica. Posteriormente, las empresas distribuidoras de El Salvador, el Consejo Nacional de Energía (CNE) y la SIGET realizaron una subasta de energía renovable distribuida, buscando promover una capacidad total de hasta 15 MW (con PPA a 15 años), seguidas por un proceso realizado por el CNE para lograr otros 28 MW más (IRENA, 2020; OLADE, 2020).

Guatemala

Regidas por la Ley General de Electricidad, las empresas distribuidoras de Guatemala deben comprar electricidad por medio de licitaciones abiertas. No obstante, la ley no distingue por tipo de tecnologías, lo cual impide la especificidad o exclusividad para tecnologías renovables, permitiendo así la participación de tecnologías convencionales. A su vez, la Ley dispone un período máximo de 15 años para las contrataciones realizadas mediante licitaciones para adicionar nueva potencia instalada.

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) es la entidad a cargo de desarrollar los términos de referencia donde se definirán los criterios que los distribuidores deben cumplir para pasar a la elaboración de las bases de licitación, a cargo también de las distribuidoras, con posterior aprobación de la CNEE (OLADE, 2020).

El procedimiento de evaluación económica comprende rondas sucesivas con precios descendentes. Siguiendo a OLADE (2020), en cada ronda, el administrador del sistema realiza el proceso de optimización, que determina si se ha asignado o no potencia garantizada

a un oferente. Finalizada cada una de estas rondas, se pueden realizar ajustes de precios o pujas para reasignar a los oferentes. Las respectivas rondas continúan hasta que el administrador lo considere necesario. Una vez finalizado este proceso, cada oferente procede a la oferta final. Luego, el administrador evalúa cada una de estas pujas finales para determinar las centrales que son adjudicadas. Los oferentes adjudicados suscriben un contrato de abastecimiento con la distribuidora (OLADE, 2020). La última subasta entre 2022 y 2023 incorporó 235 MW, de los cuales el 81 % corresponde a energía nueva (pv magazine, 2023).

Jamaica

En Jamaica, la Office of Utilities Regulation (OUR) es la entidad encargada de la implementación y desarrollo del proceso de subasta de energía y de la elaboración de los pliegos de condiciones. Los interesados en participar presentan una propuesta indicando el tipo de tecnología y la capacidad de generación. Entre los candidatos que satisfacen las condiciones técnicas, se inicia una ronda de negociación final, para luego proceder a la adjudicación y suscribir el convenio del proyecto (PPA).

Según OLADE (2020), la subasta de 2008 contiene poca información (solamente la capacidad de fuentes eólica y pequeñas hidroeléctricas, por un total de 9,4 MW), mientras que la de 2015 muestra que se adjudicaron proyectos de energía solar (33,1 MW). En septiembre de 2023 se lanzó una convocatoria amplia, por 100 MW, de plantas nuevas o existentes de fuentes solar, hidráulica o eólica, siendo proyectos solos o híbridos acompañados de almacenamiento (GPE, 2023).

México

Entre 2015 y 2017, se realizaron licitaciones de generación renovable, bajo el marco conformado por la Ley de la Industria Eléctrica, el Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica, las Bases del Mercado Eléctrico, el Manual de Subastas de Largo Plazo y la Guía Operativa de la Cámara de Compensación (OLADE, 2020). El intento de licitación en 2018 fue cancelado (CENACE, 2019).

Las subastas realizadas permitían variabilidad en dos dimensiones. Por un lado, se discriminaba por fuente de generación (eólica, solar, geotérmica). Por otro lado, se discriminaba por la base de contratación: energía, potencia y certificados de energía limpia (ver detalles en OLADE, 2020). Desde la intervención de 2019, el panorama futuro es incierto tras los cambios legislativos y regulatorios. El acuerdo aprobado en 2023 por la Comisión de Regulación Eléctrica (Acuerdo A/018/2023 CRE) permite que parte de la producción a partir de gas natural en ciclos combinados obtenga certificados de energía limpia, desalentando inversiones en renovables por la caída del valor de los certificados (CEL) (ver detalles en Perczyk y Rabinovich, 2023).

Panamá

Según la Ley n.º 6 de 2009, la empresa Transmisión Eléctrica S.A. (ETESA) se encarga de los procesos de licitación, lo cual implica desarrollar los pliegos de cargos y llevar los procesos de licitación y adjudicación, que pueden ser para el suministro de energía o potencia. Esta ley, además, establece un porcentaje preferencial del 5 % para el precio evaluado de tecnologías de energías renovables, mientras que la Ley n.º 44 establece el régimen de incentivos para el fomento de la construcción y explotación de centrales eólicas destinadas a la prestación del servicio público de electricidad, que pretende promover el uso de fuentes ERNC y, en concreto, esta fuente.

Desde 2011, se realizan licitaciones, que son específicas por el tipo de tecnología, tanto para centrales de ERNC como convencionales, para la contratación de potencia en firme, de energía o ambas, y puede ser para corto o largo plazo (OLADE, 2020).

Las adjudicaciones realizadas por ETESA son mayoritariamente para proyectos hidroeléctricos, aunque las de energía proveniente de fuentes eólica y solar son significativas y también incluyen tecnologías de generación térmica (OLADE, 2020). En la licitación de 2021 hubo ofertas limitadas en el componente de energía (relativo a la licitación de potencia) (ETESA, 2021; Singh, 2021), mientras que en 2023 se realizó una adjudicación de la licitación de corto plazo, que recibió un alto porcentaje de propuestas de fuentes renovables (hidráulica y, en menor medida, solar y eólica) (ETESA, 2023; Singh, 2023).

Perú

El Decreto Legislativo n.º 1002 de 2008 promueve el aprovechamiento de recursos energéticos renovables (RER) y prioriza el despacho de carga a la generación de energía de renovables. Los generadores venden su energía en el mercado de corto plazo, sujeto a una garantía según el precio obtenido. Bajo este marco, se realizaron cuatro subastas específicas para energías renovables, dos en 2009, una en 2011, otra en 2013 y la última en 2016. En total, se han adjudicado 1.312 MW de potencia de energías renovables, con precios promedios descendientes en el tiempo. En cada una, el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) ha sido el encargado de elaborar y aprobar las bases para las subastas, mientras que el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) las ha convocado.

El mecanismo incorpora ofertas que han satisfecho los criterios técnicos, en orden de mérito, hasta que se cubre la energía requerida por cada tecnología (OLADE, 2020).

Uruguay

El marco regulatorio del sector eléctrico uruguayo (Decreto 360/2002) prevé la realización de licitaciones para adjudicar contratos especiales para la generación con ERNC. En el caso del distribuidor, este contrato se

traslada a la tarifa (la UTE es la empresa estatal encargada de la transmisión y distribución de electricidad en Uruguay). Entre 2007 y 2011 se realizaron tres subastas (en 2012 se iba a realizar una cuarta, pero proponentes de la tercera subasta acordaron producir al precio resultante de la del año anterior). En paralelo, el Estado construyó capacidad eólica mediante APP. Así, entre 2007 y 2012, se iniciaron proyectos por 1.500 MW, principalmente con fuente eólica y una capacidad menor de biomasa (Factor, 2017).

Además de la celebración de subastas y la adhesión de los otros generadores a una tarifa *feed-in*, el Estado promovió en 2014 el mecanismo de sociedades de participación público privada (PPP), incorporando otros 420 MW en seis parques de 70 MW. En estos casos, la UTE gestiona la PPP y es el comprador de la energía generada. El PPA firmado entre UTE y la PPP estipula el mismo importe que el resultado de la subasta: 63 USD/MWh (Factor, 2017).

Por otro lado, es interesante resaltar que en 2013 se realizó una experiencia de arrendamiento (*leasing*) eólico para un parque de 70 MW. En este caso, la UTE aportó el terreno y el recurso eólico y subastó la construcción de un parque en el sitio por parte de un inversor, que luego arrendó durante 20 años (el parque, su operación y mantenimiento), con una opción de compra al final del período. Mediante este procedimiento se obtuvo un precio del MWh sensiblemente inferior al de las subastas, ya que el riesgo del recurso para el oferente era menor (Factor, 2017).

Desafíos para la incorporación de generación distribuida en la región

Las tecnologías de generación distribuida se fueron integrando a los sistemas eléctricos a medida que fueron habilitadas en los marcos regulatorios e incentivadas a través de distintos mecanismos. En este apéndice se destacan tres desafíos regulatorios: la compensación de los flujos consumidos y entregados al sistema, la forma en que se acumulan los saldos y el tipo de restricciones que enfrentan los usuarios y sus tecnologías.

En primer lugar, la forma en que se compensan los flujos tiene efectos sobre los incentivos a la incorporación de generación distribuida. La medición

neta presenta ventajas para el usuario, pues valoriza la inyección al mismo precio que la compra de una unidad de energía (carga variable según la tarifa), más aún si el esquema tarifario presenta bloques crecientes. Sin embargo, puede afectar a la financiación del sistema y llevar al fenómeno conocido como espiral de la muerte para la distribuidora (que deja de recibir estos ingresos y debe aumentar la tarifa promedio a los cada vez menos usuarios existentes). Por su parte, la facturación neta es menos atractiva para el consumidor, en particular cuando las inyecciones de energía se valorizan al precio de esta, pero brinda mejores señales a la introducción de esta fuente de

generación y es el mecanismo sugerido cuando se avanza a etapas más maduras (MRC Consultantsy PSR, próxima publicación)

La segunda dimensión tiene que ver con los esquemas de acumulación de saldos, entre los que se identifican el sistema de reembolso, la renovación y la cancelación de esos saldos.

La tercera dimensión se relaciona con las restricciones que enfrentan los usuarios para incorporar paneles solares. Estas pueden ser limitaciones cuantitativas (es decir, paneles con una capacidad máxima) o de calidad (procedimientos técnicos para la instalación y uso de paneles), cuyo objeto es evitar riesgos sobre las redes de distribución. El cuadro A 4.4 resume la situación de estas variables en los países de la región.

Cuadro A.4.4

Mecanismos de facturación y acumulación de balances en América Latina y el Caribe

País	Mecanismo	Periodo de acumulación		Unidad de acumulación	Expiración
		Número	Unidad		
Argentina	Facturación neta	6	Mes	\$	Pago
Bahamas		1	Año	kWh	Pago
Barbados	Facturación neta	3	Mes	\$	Pago
Brasil	Medición neta	60	Mes	Mixto	Pérdida
Chile	Facturación neta	12	Mes	\$	Pérdida
Colombia	Mixto	Indefinido		\$	
Costa Rica	Facturación neta	12	Mes	Mixto	Pago
Ecuador	Medición neta				
El Salvador	Facturación neta	Indefinido		\$	
Guatemala		Indefinido		kWh	
Honduras		Indefinido		\$	
Jamaica	Facturación neta	1	Mes	\$	Pago
México	Mixto	12	Mes	\$	Pago
Nicaragua	Facturación neta	12	Mes	\$	Pago
Panamá	Medición neta	12	Mes	\$	Pago
Paraguay	No identificado				
Perú	No identificado				
República Dominicana	Medición neta	1	Período de facturación	\$	Pérdida
Surinam		12	Mes	kWh	Pago
Uruguay	Medición neta	0	Mes	kWh	Pago

Nota: El cuadro muestra los mecanismos de tarificación y acumulación de balances en países de ALyC con información disponible. En la columna 2 se presentan las alternativas de tarificación de cada país: medición neta y facturación neta y la posibilidad de una alternativa mixta de ambos mecanismos. Las siguientes columnas muestran los mecanismos de acumulación de desbalances (dinero [\$] o energía, en kWh), el período de acumulación en número y unidad de tiempo, y la compensación al cumplirse ese período.

Fuente: Elaboración propia con base en Muñoz et al. (2017), Hochberg y Poudineh (2021), MRC Consultants y PSR (próxima publicación) y López Soto et al. (2019).

Apéndice del capítulo 5

Cadena de valor del petróleo y el gas natural

La extracción de petróleo crudo y gas natural puede esquematizarse en cuatro etapas: la exploración, el desarrollo, la producción, y la restauración y disposición final. La etapa de exploración en general consta de una campaña sísmica, seguida de la perforación. En promedio, aproximadamente 1 de cada 5 yacimientos explorados tienen un potencial de explotación comercial. Dado este perfil de riesgos, este proceso suele ser financiado casi exclusivamente con recursos propios (o participación del Estado), lo que resulta en barreras de entrada elevadas.

Terminada la etapa de exploración y habiendo tomado la decisión de seguir con la extracción de petróleo, empieza la etapa de desarrollo. Las inversiones necesarias en la fase de desarrollo son considerables, puesto que representan entre el 40 % y el 60 % del costo total del proyecto. Sin embargo, esta fase tiene un perfil de riesgos más acotados, habiéndose despejado la mayoría de las incógnitas sobre la viabilidad de la explotación comercial en la fase previa.

La etapa de producción consiste en mantener operativos los elementos de extracción y bombeo del crudo y del gas hacia los sitios de almacenamiento y transporte a refinería. La producción de yacimientos consta de una fase de recuperación primaria, donde la propia presión del yacimiento permite la extracción del crudo y del gas; secundaria, que depende de la inyección de gas o agua al yacimiento para mantener la presión que permite la extracción; y terciaria, donde se requiere de procesos térmicos o químicos para liberar y separar el crudo de las tierras y capilares rocosos que lo contienen, permitiendo su extracción. Los costos operativos varían ampliamente, dependiendo de la dificultad de extracción (gas, petróleo, petróleo pesado, etc.), el tamaño del campo, la ubicación geográfica y condiciones físicoambientales (en tierra o mar, región, desierto, selva, extremo norte, zonas templadas, etc.).

Finalmente, después de agotadas las posibilidades de explotación comercial de un yacimiento, las regulaciones y contratos habitualmente contemplan las actividades de desmantelamiento y rehabilitación de los predios. Esta etapa comporta un costo considerable; a modo de ejemplo, el desmantelamiento de una plataforma petrolera en alta mar tiene costos equivalentes a los de su instalación.

El siguiente eslabón en la cadena de valor del petróleo y sus derivados es el refinamiento para la producción de los combustibles líquidos, lubricantes y otros bienes de uso final. El establecimiento y la operación de una refinería de petróleo moderna revisten una complejidad e inversión de gran magnitud. La inversión inicial requerida es sustancial, especialmente para las refinerías complejas; es decir, aquellas con capacidad de conversión de crudos (craqueo y reformado). La instalación de la infraestructura de transporte para llevar el crudo a la refinería es otro componente significativo de los costos de capital. Esta puede incluir oleoductos, barcazas, camiones y otros medios de transporte, cada uno con sus propios costos y complejidades logísticas. Dependiendo de la distancia entre los campos petrolíferos y la refinería, los costos de inversión inicial en infraestructura de transporte pueden variar considerablemente y añadir una capa adicional de complejidad y costo a las operaciones.

La cadena de valor del petróleo se encuentra integrada con la industria petroquímica, cuyo desarrollo en proximidad geográfica puede ofrecer ventajas económicas significativas a la industria del refinamiento. La provisión directa de insumos y servicios de apoyo comunes entre las operaciones de refinación y petroquímicas puede resultar en economías de escala y alcance, optimizando así los costos unitarios y mejorando los márgenes.

Aclaraciones respecto al gráfico 5.1

Los países representados bajo la categoría “resto de países” son los siguientes: Belice, Bolivia, Barbados, Chile, El Salvador, Granada, Guatemala, Guyana,

Honduras, Haití, Jamaica, México, Nicaragua, Panamá, Perú, República Dominicana, Surinam, Trinidad y Tobago y Venezuela.

Apéndice del capítulo 6

A continuación, se presenta la lista de países y territorios incluidos en el análisis de Minx et al. (2021).

En América Latina: Argentina, Belice, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, Ecuador, El Salvador, Guatemala, Guayana Francesa, Guyana, Honduras, Islas Malvinas, México, Nicaragua, Panamá, Paraguay, Perú, Surinam, Uruguay y Venezuela.

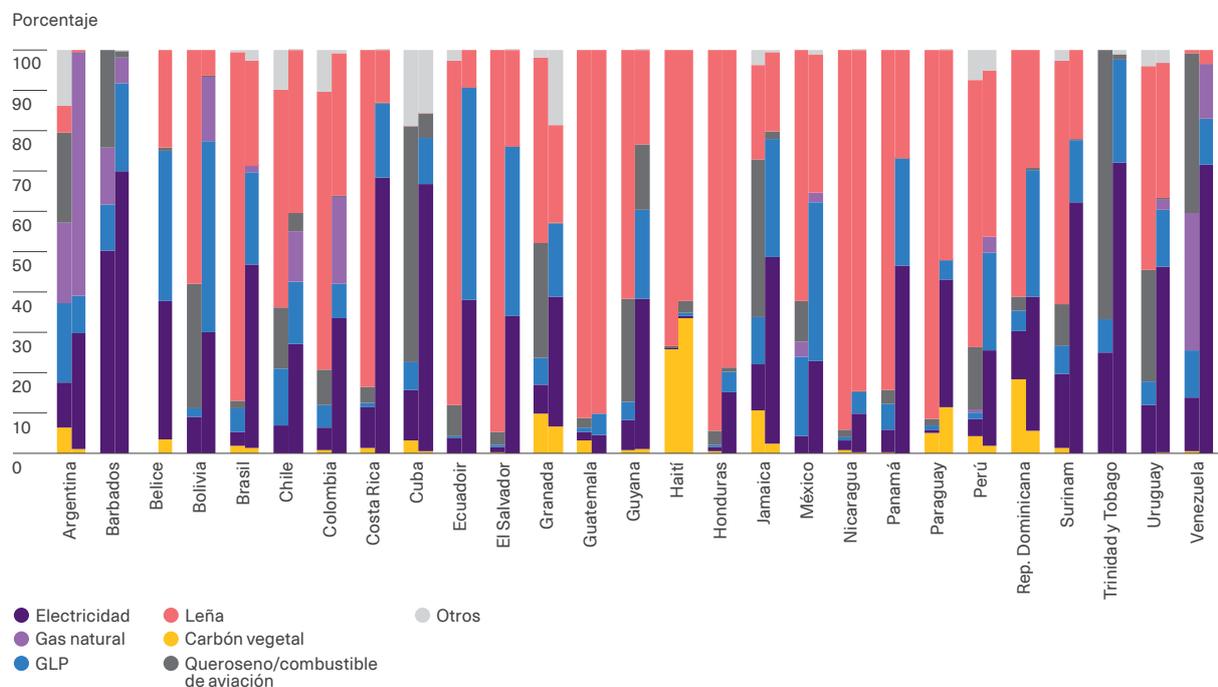
En el Caribe: Aruba, Anguila, Antillas Neerlandesas, Antigua y Barbuda, Bahamas, Barbados, Cuba, Dominica, Granada, Guadalupe, Haití, Islas Caimán, Jamaica, Martinica, Montserrat, Puerto Rico, República Dominicana, San Cristóbal y Nieves, San Vicente y las Granadinas, Santa Lucía, Trinidad y Tobago e Islas Vírgenes Británicas.

Apéndice del capítulo 7

Gráficos y cuadros complementarios

Gráfico A.7.1

Consumo de energía residencial según la fuente en 1990 y 2021

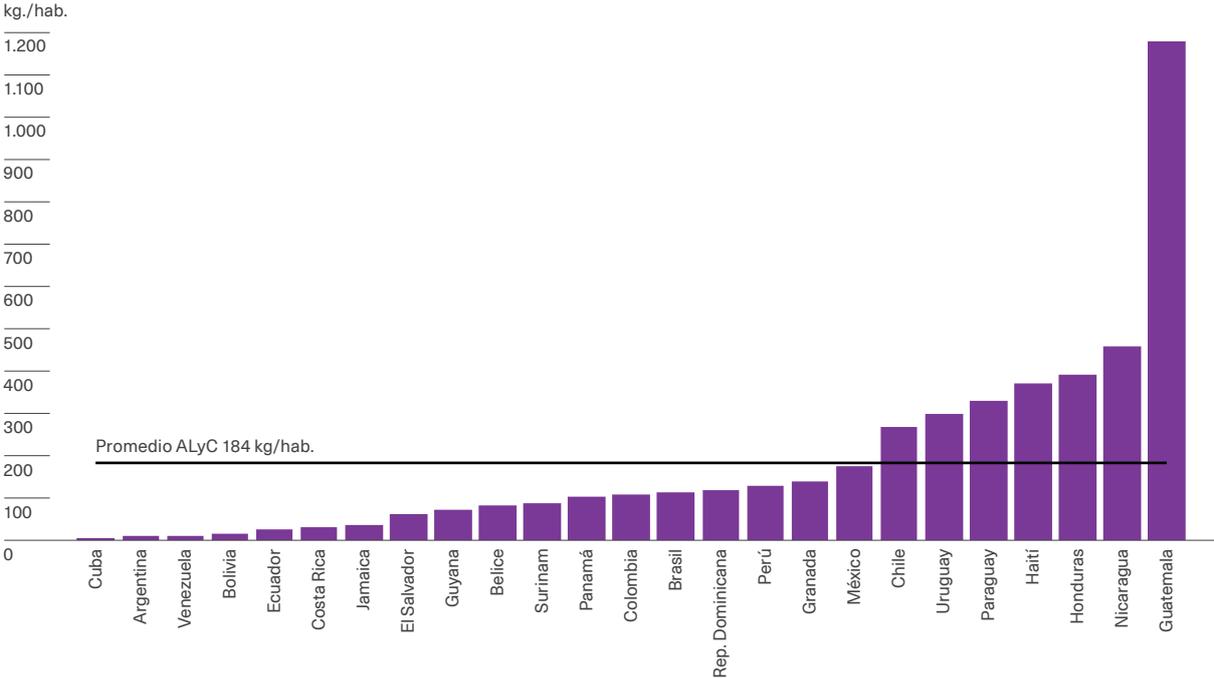


Nota: El gráfico muestra la distribución porcentual del consumo energético residencial según la fuente en 27 países de ALyC en los años 1990 (columna izquierda) y 2021 (columna derecha).

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

Gráfico A.7.2

Consumo residencial de leña per cápita en 2021



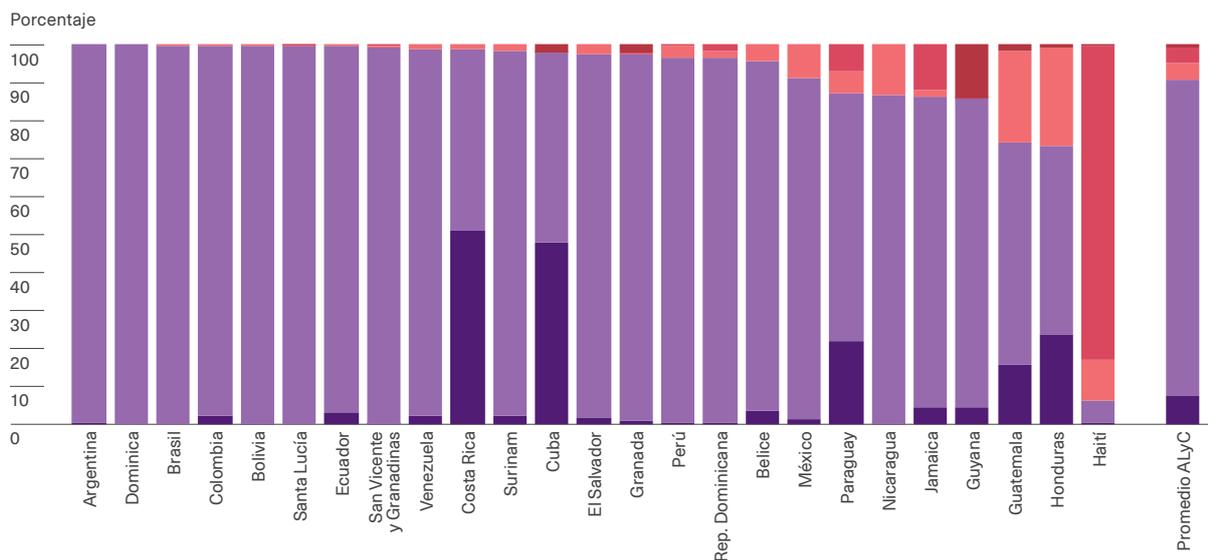
Nota: El gráfico muestra el consumo residencial medido en toneladas por habitante, en 25 países y el promedio de ALyC en 2021.

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

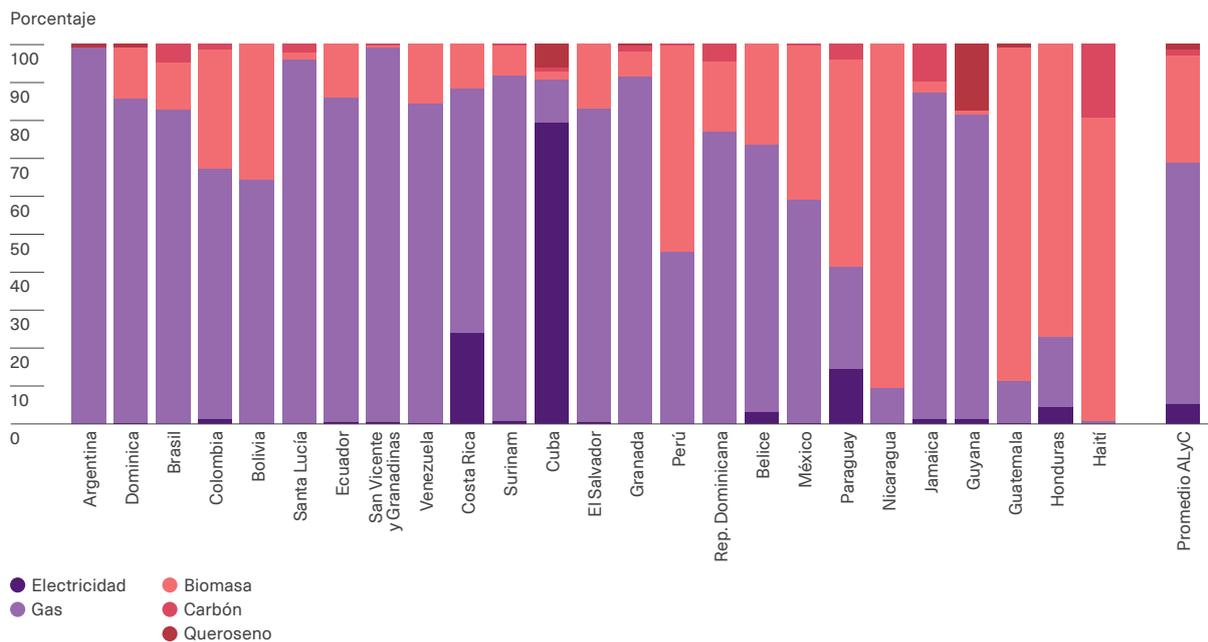
Gráfico A.7.3

Principal fuente de energía utilizada para cocinar en hogares urbanos y rurales en 2021

Panel A.
Hogares urbanos



Panel B.
Hogares rurales



Nota: El gráfico muestra la distribución de hogares urbanos (panel A) y rurales (panel B) según el principal combustible empleado para cocinar en 25 países y el promedio de ALyC en 2021. Se identifican en morado y violeta las fuentes de energía más limpias (electricidad y gas) y en distintos tonos de rojo aquellas más sucias en cuanto a emisiones (biomasa, carbón y queroseno).

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

Cuadro A.7.1

Año de las encuestas de hogares procesadas para los gráficos 7.5 y 7.7

País	Actualidad	Comienzos de siglo
Argentina	2017/2018	2004/2005
Barbados	2016	-
Bolivia	2021	2001
Brasil	2019	2001
Chile	2017	2003
Colombia	2021	2001
Costa Rica	2021	2001
Ecuador	2021	2003
El Salvador	2021	2001
Guatemala	2014	2000
Honduras	2019	2001
Jamaica	2018	-
México	2020	2000
Nicaragua	2014	2001
Panamá	2021	-
Paraguay	2021	2001
Perú	2021	2003
República Dominicana	2021	-
Uruguay	2021	-

Nota: El cuadro precisa el año en que se realizaron las encuestas de hogares procesadas en los gráficos 7.5 y 7.6, así como empleadas para obtener la variable "porcentaje de hogares con conexión eléctrica" para 19 países de ALyC, en los periodos "actualidad" y "comienzos de siglo", presentada en el gráfico 7.7.

Fuente: Puig y Tornarolli (2023).

Cuadro A.7.2

Subsidios a la electricidad como porcentaje del PIB (promedio 2011-2013)

País	Porcentaje del PIB	País	Porcentaje del PIB
Antigua y Barbuda	0,8	Haití	2,7
Argentina	1,8	Honduras	0,9
Bahamas	0,5	Jamaica	0,1
Barbados	0,2	México	0,7
Belice	2,7	Nicaragua	2,1
Bolivia	0,0	Panamá	0,5
Brasil	0,1	Paraguay	0,1
Chile	0,0	Perú	0,0
Colombia	0,2	República Dominicana	1,9
Costa Rica	0,0	San Cristóbal y Nieves	0,5
Dominica	0,1	San Vicente y las Granadinas	0,0
Ecuador	0,4	Santa Lucía	0,0
El Salvador	1,5	Surinam	1,7
Granada	0,5	Trinidad y Tobago	0,6
Guatemala	0,4	Uruguay	0,0
Guyana	1,3	Venezuela	1,8

Nota: El cuadro muestra los subsidios a la electricidad como porcentaje del PIB promedio del periodo 2011-2013 para 32 países de la región.

Fuente: Elaboración propia con base en datos de Di Bella et al. (2015).

Aclaraciones sobre los gráficos y cuadros del capítulo

Gráficos 7.1, 7.4 y 7.5

Los países de América Latina y el Caribe y de Europa representados en los gráficos 7.1, 7.4 y 7.5 son los que aparecen en este cuadro.

Los códigos ISO utilizados en los otros gráficos son los mismos de esta lista.

América Latina y el Caribe	Código ISO	Europa	Código ISO
Argentina	ARG	Albania	ALB
Barbados	BRB	Alemania	GER
Belice	BLZ	Austria	AUT
Bolivia	BOL	Bélgica	BEL
Brasil	BRA	Bosnia y Herzegovina	BIH
Chile	CHL	Bulgaria	BGR
Colombia	COL	China	CHN
Costa Rica	CRI	Chipre	CYP
Cuba	CUB	Croacia	HRV
Ecuador	ECU	Dinamarca	DNK
El Salvador	SLV	Eslovenia	SVN
Granada	GRD	España	ESP
Guatemala	GTM	Estonia	LVA
Guyana	GUY	Finlandia	FIN
Haití	HTI	Francia	FRA
Honduras	HND	Georgia	GEO
Jamaica	JAM	Grecia	GRC
México	MEX	Hungría	HUN
Nicaragua	NIC	Irlanda	IRL
Panamá	PAN	Italia	ITA
Paraguay	PRY	Kosovo	XXK
Perú	PER	Letonia	LVA
República Dominicana	DOM	Lituania	LTU
Surinam	SUR	Luxemburgo	LUX
Trinidad y Tobago	TTO	Macedonia del Norte	MKD
Uruguay	URY	Malta	MLT
Venezuela	VEN	Moldavia	MDA
		Noruega	NOR
		Países Bajos	NLD
		Polonia	POL
		Portugal	PRT
		República Checa	MDA
		República Eslovaca	SVK
		Rumania	ROU
		Serbia	SRB
		Suecia	SWE

Las regiones representadas en el gráfico 7.3 se componen de la siguiente manera:

África incluye 47 países: Algeria, Angola, Benín, Botswana, Burkina Faso, Burundi, Cabo Verde, Camerún, Chad, Comoras, Congo, Costa de Marfil, Eritrea, Esuatini, Etiopía, Gabón, Gambia, Ghana, Guinea, Guinea Ecuatorial, Guinea-Bissau, Kenia, Lesoto, Liberia, Madagascar, Malawi, Mali, Mauritania, Mauricio, Mozambique, Namibia, Níger, Nigeria, República Centroafricana, República Democrática del Congo, Ruanda, Santo Tomé y Príncipe, Senegal, Seychelles, Sierra Leona, Sudáfrica, Sudán del Sur, Tanzania, Togo, Uganda, Zambia y Zimbabue.

Europa se conforma por 53 países: Albania, Alemania, Andorra, Armenia, Austria, Azerbaiyán, Bielorrusia, Bélgica, Bosnia y Herzegovina, Bulgaria, Croacia, Chipre, Dinamarca, Eslovaquia, Eslovenia, España, Estonia, Finlandia, Francia, Georgia, Grecia, Hungría, Islandia, Irlanda, Israel, Italia, Kazajistán, Kirguistán, Letonia, Lituania, Luxemburgo, Macedonia del Norte, Malta, Moldavia, Mónaco, Montenegro, Noruega, Países Bajos, Polonia, Portugal, República Checa, Rumania, Rusia, San Marino, Serbia, Suecia, Suiza, Tayikistán, Turquía, Turkmenistán, Ucrania, Reino Unido y Uzbekistán.

Sudeste Asiático considera a 11 países: Bangladesh, Birmania, Bután, Corea del Norte, India, Indonesia, Maldivas, Myanmar, Nepal, Sri Lanka, Tailandia y Timor Oriental.

Cuadro 1 del recuadro 7.2

En los cálculos, se consideran 33 países de ALyC. La región del Caribe comprende a Antigua y Barbuda, Bahamas, Barbados, Cuba, Dominica, Granada, Haití, Jamaica, República Dominicana, San Cristóbal y Nieves, San Vicente y las Granadinas, Santa Lucía y Trinidad y Tobago. Centroamérica reúne a Belice, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá. Sudamérica incluye Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, Guyana, Paraguay, Perú, Surinam, Uruguay y Venezuela.

Apéndice del capítulo 8

Cuadro A.8.1

Año de las encuestas de hogares procesadas para la elaboración del gráfico 8.2 y el gráfico 1 del recuadro 8.2

País	Año
Argentina	2017/2018
Barbados	2016
Bolivia	2021
Brasil	2019
Chile	2017
Colombia	2021
Costa Rica	2021
Ecuador	2013/2014
El Salvador	2021
Guatemala	2014
Honduras	2019
Jamaica	2018
México	2020
Nicaragua	2014
Panamá	2021
Paraguay	2021
Perú	2021
República Dominicana	2021
Uruguay	2021

Cuadro A.8.2

Edad promedio de los vehículos particulares urbanos en países de América Latina

País	Edad promedio	Año	Fuente
Argentina	13	2022	AFAC (2023)
Brasil	10,7	2020	Rodrigues (2023)
Chile	9,4	2021	ANAC (2021)
Colombia	17,5	2021	Andemos (2023)
Costa Rica	16	2019	RITEVE (2020)
Ecuador	16,1	2019	AEADE (2021)
México	17	2022	Morales Romero (2023)
Panamá	9	2011	BBVA Research (2011)
Perú	13,6	2019	AAP (2019)
Uruguay	12	2017	CPA Ferrere (2020)
Venezuela	22	2022	Primicia (2023)

Cuadro A.8.3

Países relevados y tipo de cambio de referencia utilizado para expresar los precios en dólares en el cuadro 8.1

País	Moneda	Tipo de cambio (UMN/USD)
Argentina	Peso argentino	356,50
Brasil	Real	4,90
Chile	Peso chileno	883,60
Colombia	Peso colombiano	3.921,60
Costa Rica	Colón costarricense	534,70
Ecuador	Dólar estadounidense	1,00
México	Peso mexicano	17,10
Panamá	Balboa	1,02
Perú	Sol peruano	4,01
República Dominicana	Peso dominicano	56,70

Nota: El tipo de cambio de referencia de cada país fue tomado de su respectivo banco central.

Cuadro A.8.4

Disponibilidad en cada país de los modelos de automóviles presentados en el cuadro 8.1

Modelo \ País	Argentina	Brasil	Chile	Colombia	Costa Rica	Ecuador	México	Panamá	Perú	República Dominicana
Toyota Corolla Cross Híbrido	x	x	x	x	x	x	x		x	x
Toyota Corolla Cross Fósil	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Nissan Leaf Híbrido	x	x	x	x	x	x	x			
Nissan Sentra Fósil	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
BYD Dolphin Eléctrico		x	x	x			x			x
BYD Han Eléctrico		x	x	x			x			x
BYD Yuan Plus Eléctrico		x	x	x			x			x
Renault KWID Fósil		x	x	x			x	x	x	
Volkswagen Taos Fósil	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Tesla Model S Eléctrico							x			

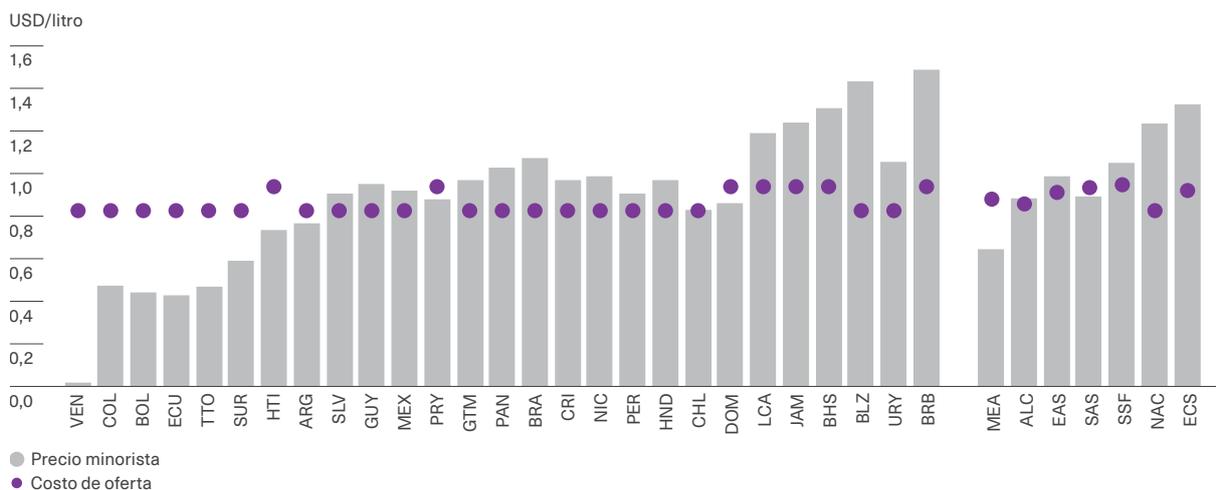
Cuadro A.8.5

Fuentes de información para los datos de la figura 8.1

País	Fuente	País	Fuente
Argentina	Liborio (2023)	Honduras	Electromaps (2023)
Bolivia	Electromaps (2023)	México	Instituto Mexicano del Transporte (2022)
Brasil	Venditti (2023)	Nicaragua	Electromaps (2023)
Chile	Diario Sustentable (2023)	Panamá	Electromaps (2023)
Colombia	Electromaps (2023)	Paraguay	Electromaps (2023)
Costa Rica	Electromaps (2023)	Perú	Electromaps (2023)
Cuba	Electromaps (2023)	Puerto Rico	Electromaps (2023)
Ecuador	Electromaps (2023)	República Dominicana	Electromaps (2023)
El Salvador	Electromaps (2023)	Uruguay	Electromaps (2023)
Guatemala	Electromaps (2023)	Venezuela	Electromaps (2023)

Gráfico A.8.1

Costos y precios minoristas (incluyendo impuestos del diésel) por litro en 2022



Nota: El gráfico muestra el costo y precio minorista (incluyendo impuestos y subsidios) del litro de diésel en USD constantes de 2021 para 27 países de ALC y promedios regionales para el resto del mundo en el año 2022.

Fuente: Elaboración propia con base en datos de Black et al. (2023).

Cuadro A.8.6

Recorrido de los electrocorredores en funcionamiento en América Latina y el Caribe en 2023

	Longitud aproximada (km)	Recorrido	Fuente
(1) Argentina	212	Provincia de San Luis	PNUMA (2020a)
	512	Retiro (CABA) - Cariló (Costa Atlántica)	La Nación (2022)
	-	Plan de iniciativa privada Shell: Córdoba - Rosario - PBA - Costa Atlántica	Ámbito (2023)
(2) Uruguay	300	Colonia - Punta del Este	Electromovilidad (2018)
(3) Chile	730	Marbella - Termuco	PNUMA (2020a)
	570	Termuco - Chiloé - Coyhaique - Aysén	PNUMA (2020a)
(4) Brasil	434	Rio de Janeiro - San Pablo	PNUMA (2020a)
	1200	Salvador (Bahía) - Natal (Rio Grande do Norte)	Neoenergía (2020)
(5) Colombia	256	Eje cafetero: Caldas - Risaralda - Quindío	Mobility Portal (2022)
(6) Panamá	450	Eco Ruta	Move (2021)
(7) Costa Rica	-	La Fortuna y Monteverde	Move (2021)
(6) Panamá y (7) Costa Rica	900	San José - Ciudad de Panamá	Move (2021)
(8) México	620	Potosí - CDMX - Puebla	PNUMA (2020a)
(9) Corredor Panamericano Enel X	-	Conecta 11 países desde Ushuaia (ARG) hasta Ensenada (MEX)	Enel X (2020)

Aclaraciones respecto al gráfico 8.4

Las regiones representadas en el gráfico se componen de la siguiente manera:

Oriente Medio y Norte de África incluye 19 países: Argelia, Arabia Saudita, Baréin, Egipto, Emiratos Árabes Unidos, Irán, Irak, Israel, Jordania, Kuwait, Líbano, Libia, Malta, Marruecos, Omán, Qatar, Túnez, Yemen y Yibuti.

Este de Asia y Pacífico comprende 21 países: Australia, Birmania, Brunéi, Camboya, China, Corea del Sur, Filipinas, Fiyi, Indonesia, Islas Salomón, Japón, Kiribati, Laos, Malasia, Mongolia, Nueva Zelanda, Papúa Nueva Guinea, Singapur, Tailandia, Tonga, Vietnam.

Sur de Asia considera 8 países: Afganistán, Bangladesh, Bután, India, Maldivas, Nepal, Pakistán y Sri Lanka.

África Subsahariana incluye 44 países: Angola, Benín, Botsuana, Burkina Faso, Burundi, Cabo Verde, Camerún, Chad, Comoras, Congo, Costa de Marfil, Etiopía, Gabón, Gambia, Ghana, Guinea, Guinea-Bisáu, Guinea Ecuatorial, Kenia, Lesoto, Liberia, Madagascar, Malawi, Malí, Mauritania, Mauricio, Mozambique, Namibia, Níger, Nigeria, República Centroafricana, República Democrática del Congo, Ruanda, Santo Tomé y Príncipe, Senegal, Seychelles, Sierra Leona, Sudáfrica, Sudán, Tanzania, Togo, Uganda, Zambia, Zimbabue.

Norteamérica considera 2 países: Canadá y Estados Unidos.

Europa y Asia Central comprende 47 países: Albania, Armenia, Austria, Azerbaiyán, Bielorrusia, Bélgica, Bosnia y Herzegovina, Bulgaria, Croacia, Chipre, Dinamarca, Eslovaquia, Eslovenia, España, Estonia, Finlandia, Francia, Georgia, Alemania, Grecia, Hungría, Islandia, Irlanda, Italia, Kazajistán, Kirguistán, Letonia, Lituania, Luxemburgo, Macedonia del Norte, Moldavia, Noruega, Países Bajos, Polonia, Portugal, Reino Unido, República Checa, Rumanía, Rusia, Serbia, Suecia, Suiza, Tayikistán, Turquía, Turkmenistán, Ucrania y Uzbekistán.

Apéndice del capítulo 9

Cuadro A.9.1

Multiplicadores de arrastre de tipo I y II por países normalizados por el valor promedio de la economía

BL1	Sector de generación eléctrica							Sector extractivos				
	Carbón	Gas	Petróleo	Eólica	Solar	Hidroeléctrica	Nuclear	Carbón	Petróleo	Gas	Extracción minera	Electricidad
Argentina	1,2	1,6	3,0	1,4	1,3	1,4	1,5	1,4	1,2	1,3	1,4	2,0
Bolivia	0,7	1,6	1,7	0,8	0,8	0,8	0,7	1,1	0,9	0,9	0,9	1,4
Brasil	0,8	1,2	1,6	0,7	0,7	0,7	0,8	1,2	1,1	1,1	1,1	0,9
Chile	0,9	1,0	0,9	0,8	0,8	0,8	0,6	1,0	0,9	1,0	1,1	0,9
Colombia	1,2	1,6	1,5	0,8	0,8	0,8	0,7	0,9	0,8	1,0	1,2	1,0
Costa Rica	0,7	0,7	1,1	0,9	0,9	0,9	0,7	1,3	1,3	1,3	1,0	1,0
Ecuador	0,7	1,4	1,7	1,1	1,0	1,0	0,7	1,2	0,9	0,8	1,0	1,2
El Salvador	0,7	0,7	0,9	0,7	0,9	0,9	0,7	1,3	1,3	1,1	3,2	1,0
Guatemala	0,9	0,7	0,9	0,9	0,9	0,9	0,7	1,0	0,9	1,0	0,9	1,0
Haití	0,2	0,2	0,3	0,2	0,3	0,3	0,2	1,1	0,9	0,3	0,7	0,3
Honduras	1,6	0,7	0,9	1,0	1,0	1,0	0,7	1,3	1,3	1,2	1,1	1,0
Jamaica	0,7	0,8	0,9	0,8	0,8	0,8	0,7	1,1	1,1	0,9	1,0	0,9
México	1,3	0,9	1,7	1,0	0,9	0,9	1,0	1,0	0,9	0,9	1,1	1,1
Nicaragua	0,7	0,7	1,0	0,9	0,9	0,9	0,7	1,1	0,9	1,0	1,3	1,0
Panamá	1,0	0,7	0,9	1,0	0,9	0,9	0,7	0,7	0,8	0,9	0,9	1,0
Paraguay	0,7	0,7	1,3	0,7	0,7	0,9	0,7	1,0	0,8	1,0	1,1	0,7
Perú	1,0	1,2	1,4	0,7	0,7	0,7	0,6	0,7	0,8	0,7	1,1	0,8
Puerto Rico	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,6	1,2	1,1	0,9	1,1	0,7
Rep. Dominicana	1,1	1,1	1,0	1,0	0,9	0,9	0,7	1,1	1,2	1,0	1,1	1,1
Trinidad y Tobago	0,7	1,3	2,1	0,8	0,8	0,7	0,7	0,9	1,0	0,9	1,0	1,2
Uruguay	0,7	0,7	1,1	0,9	0,8	0,8	0,7	0,8	1,0	0,8	1,0	0,9
Venezuela	0,5	1,5	2,4	0,8	0,8	0,8	0,5	0,9	0,6	0,8	0,9	1,1
Resto de Centroamérica	0,8	0,8	1,3	0,8	0,9	0,9	0,8	0,9	0,9	1,2	1,0	1,0
Resto del Caribe	0,7	2,1	1,1	10,1	1,6	2,4	0,7	1,0	0,9	1,0	1,0	1,1
Resto de Sudamérica	0,7	0,7	1,1	0,8	0,8	0,8	0,7	1,1	0,9	3,3	1,0	1,2
América Latina y el Caribe	1,3	1,4	2,1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,3	1,5	1,4

Continúa en la página siguiente →

BL2	Sectoros de generación eléctrica							Sectoros extractivos				
	Carbón	Gas	Petróleo	Eólica	Solar	Hidroeléctrica	Nuclear	Carbón	Petróleo	Gas	Extracción minera	Electricidad
Argentina	0,5	0,9	1,6	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,3	1,4	1,2
Bolivia	0,2	1,1	1,0	0,9	0,9	0,9	0,2	0,9	0,9	0,9	0,9	1,2
Brasil	0,7	1,0	1,2	0,9	0,9	0,9	0,9	1,1	1,0	1,0	1,0	1,3
Chile	0,8	0,6	0,6	1,0	1,0	1,0	0,3	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9
Colombia	1,1	1,2	1,0	1,0	1,0	1,0	0,2	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Costa Rica	0,3	0,3	0,9	1,0	1,0	1,0	0,3	1,1	1,1	1,1	1,0	1,0
Ecuador	0,3	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0	0,3	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0
El Salvador	0,3	0,3	0,6	0,3	1,0	1,0	0,3	1,0	1,0	1,0	4,7	0,9
Guatemala	0,7	0,2	0,5	1,0	1,0	1,0	0,2	0,7	0,8	0,8	1,0	0,9
Haití	0,1	0,1	0,2	0,1	0,6	0,6	0,1	1,0	1,0	0,8	0,8	0,2
Honduras	1,0	0,3	0,5	0,9	0,9	0,9	0,3	1,0	1,0	1,0	0,8	0,8
Jamaica	0,2	0,5	0,5	1,1	1,1	1,1	0,2	0,9	0,9	0,9	0,5	0,7
México	0,9	0,4	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,7	1,0	0,8
Nicaragua	0,3	0,3	0,7	1,0	1,0	1,0	0,3	1,1	0,9	1,0	1,0	0,9
Panamá	0,7	0,3	0,5	1,0	1,0	1,0	0,3	0,3	0,3	1,0	1,0	0,9
Paraguay	0,2	0,2	0,9	0,2	0,2	1,0	0,2	1,0	0,7	1,0	1,0	1,2
Perú	0,9	1,1	0,9	0,9	0,9	0,9	0,2	0,9	0,9	0,9	1,0	0,9
Puerto Rico	0,1	0,1	0,2	0,5	0,5	0,5	0,1	1,0	1,0	0,9	0,8	0,3
Rep. Dominicana	1,1	1,0	0,6	1,1	1,1	1,1	0,2	0,9	1,0	0,8	1,0	0,8
Trinidad y Tobago	0,3	1,1	1,1	1,0	1,0	0,3	0,3	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1
Uruguay	0,2	0,3	0,8	1,0	1,0	1,0	0,2	0,4	0,9	1,0	1,0	1,0
Venezuela	0,0	1,3	0,8	1,0	1,0	1,0	0,0	0,9	0,8	0,8	0,9	0,3
Resto de Centroamérica	0,3	0,3	0,8	0,3	0,9	0,9	0,3	0,6	0,7	0,9	1,0	0,8
Resto del Caribe	0,3	1,8	0,6	27,1	3,5	6,2	0,3	0,9	1,0	1,0	0,9	0,7
Resto de Sudamérica	0,3	0,3	0,7	1,0	1,0	1,0	0,3	1,0	1,0	2,1	1,0	1,0
América Latina y el Caribe	1,1	1,0	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,3	1,4	1,3

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

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

Cuadro A.9.2

Mecanismos fiscales en las industrias extractivas: evaluación frente a los principales objetivos

Objetivos	Bonificación	Regalía	Regalía de escala móvil	Impuesto sobre la renta de los recursos naturales	IRE e IVR	Participación estatal
Maximizar el VPN para el gobierno.	Todo el riesgo a cargo del inversionista, por tanto el nivel de ingresos públicos esperado es más bajo, aunque los ingresos ocurren más temprano. Mecanismo útil de licitación para absorber la renta esperada.	Frena algunos proyectos y no captura el beneficio de los proyectos que siguen adelante.	Efecto diferente en distintos proyectos; probable disuasivo para proyectos de baja calidad o alto costo.	Captura un mayor VPN esperado para el gobierno a cambio de que este asuma más riesgo.	Relativamente neutro y progresivo. Vulnerabilidad a la subcapitalización.	Si es totalmente no concesionaria (impuesto Brown), maximizaría el ingreso esperado para el gobierno a cambio de asumir una proporción igual del riesgo. Sin embargo, generalmente hay un elemento concesionario, por ende, produce distorsiones.
Progresividad (rendimientos más altos por precios).	Sin efecto: regresivo (la bonificación refleja los precios esperados, no los reales).	Regresivo: la participación del gobierno en las utilidades cae a medida que suben los precios de las materias primas.	Efecto diferente (participación en las utilidades) sobre distintos proyectos.	Captura efectivamente el beneficio, pero puede diferirse una mayor participación. Reduce la carga en el caso de precios bajos.	Respuesta instantánea del IVR a las variaciones de rentabilidad.	La participación gratuita es regresiva (como lo es la retención en la fuente del impuesto sobre los dividendos); la participación pasiva es progresiva.
Progresividad (rendimientos más altos por menores costos).	Sin efecto: regresivo.	No responde: regresivo.	No responde: regresivo.	Captura el beneficio cualquiera que sea su causa. Automáticamente reduce la carga en proyectos de alto costo.	Respuesta instantánea del IVR a las variaciones de costos.	La participación gratuita es regresiva; la participación pasiva es progresiva.
Neutralidad (evitar que se distorsionen las decisiones de inversión y operativas y, de ese modo, disipar el potencial de ingresos).	Impacto en decisiones de prospección; sin impacto en las decisiones de desarrollo u operativas.	Riesgo de frenar proyectos marginales y acortar el ciclo de vida o reducir la producción de proyectos viables.	Efecto diferente en distintos proyectos, por ende, genera distorsiones. Alto riesgo de que los parámetros sean incorrectamente especificados.	Neutro: la participación solo la pagan proyectos que realmente superan el rendimiento mínimo.	Depende del diseño de los parámetros. Potencial distorsión en el IVR por la depreciación (cambio drástico en la tasa).	La participación gratuita o pasiva tiene un impacto negativo en las decisiones de prospección.
Garantizar incentivos adecuados para la inversión.	Aumenta el riesgo de prospección, pero relativamente neutro si es parte de una oferta competitiva.	Disuasivo si es demasiado alta; aumenta el riesgo de proyectos inviables.	Depende de los parámetros. Reduce el beneficio para el inversionista; probablemente disuasivo.	Efecto disuasivo moderado en tanto haya un beneficio suficiente para el inversionista.	Eficaz en tanto la tasa máxima no se fije a un nivel demasiado alto.	Suscita una percepción negativa de los inversionistas a menos que sea totalmente no concesionario, pero ofrece algunos beneficios de mitigación del riesgo.
Riesgo para el gobierno.	Minimiza el riesgo para el gobierno.	Riesgo a cargo del inversionista.	Riesgo a cargo del inversionista.	Riesgo (de no recibir ingresos o hacerlo sólo en etapas tardías) a cargo del gobierno.	El gobierno asume el riesgo si la tasa mínima del IVR es inferior a la tasa del IRE.	Depende de los términos y condiciones: si la participación gratuita actúa como un impuesto sobre los dividendos retenidos en la fuente, bajo riesgo; si la participación pasiva actúa como un impuesto a las rentas de los recursos naturales, riesgo más alto.
Minimizar la carga y los riesgos administrativos.	Sencillo de administrar.	Cálculos relativamente sencillos, pero riesgos de medición y valoración.	Complejo: requiere de múltiples parámetros para cada mineral. La regalía de margen neto requiere definición del margen.	Relativamente sencillo. Los mismos datos que se requieren para el impuesto sobre la renta. Cálculo adicional sencillo (para el impuesto a las rentas de los recursos naturales sobre el flujo de caja).	Los mismos datos para el IVR que los requeridos para el IRE. Cálculo adicional sencillo de la tasa.	Complejo. Genera presión para negociar a expensas de otros elementos fiscales.

Nota: IRE: Impuesto sobre la renta de las empresas. IVR: Impuesto variable sobre la renta. VPN: valor presente neto. Bonificación: pago de monto global que se efectúa por concepto de derechos mineros (petróleo, gas o minerales) o en el momento de la suscripción del contrato o cuando se alcanzan ciertos umbrales de producción. Regalía: cargo por concepto de extracción de minerales, por lo general, *ad valorem* sobre los ingresos brutos, pero puede ser específico (importe fijo) por volumen o peso o variar con el precio. Se usa también "regalía de utilidades netas" cuando se deducen ciertos costos, en cuyo caso es similar a un impuesto sobre el ingreso o la renta.

Fuente: FMI (2012).

Modelos insumo-producto

El objetivo principal de los modelos insumo-producto es analizar la interdependencia de las industrias en una economía, permitiendo evaluar los efectos de un proyecto o una política sobre variables socioeconómicas puntuales. Una matriz insumo-producto (MIP) registra las transacciones entre sectores productivos tanto de bienes para la demanda final como bienes de consumo intermedio, pudiendo plasmar la diversidad y estructura productiva del país o región. Esta nos

permite interrelacionar los diversos sectores productivos y cuantificar los impactos directos e indirectos sobre el empleo y la producción de un incremento de la demanda final y de la demanda intermedia (cuadro A.9.3). Este tipo de modelos permite realizar un análisis del impacto de cambios exógenos en el nivel de producción sectorial cuando los cambios ocurren en el corto plazo e involucran un número pequeño de agentes.

Cuadro A.9.3

Modelos insumo-producto cerrado y abierto

		PRODUCTORES COMO CONSUMIDORES							DEMANDA FINAL				
		Agricultura	Minería	Construcción	Manufacturas	Comercio	Transporte	Servicios	Otras industrias	Gastos de consumo personal	Inversión privada interna bruta	Gastos del gobierno	Exportaciones netas de bienes y servicios
PRODUCTORES	Agricultura												
	Minería												
	Construcción												
	Manufacturas												
	Comercio												
	Transporte												
	Servicios												
	Otras industrias												
VALOR AGREGADO	Empleados	Compensación de los empleados											
	Capital y dueños de empresas	Ganancias y asignaciones de consumo de capital							PRODUCTO INTERNO BRUTO				
	Gobierno	Impuestos comerciales indirectos											

A: matriz de coef. técnicos

y: vector de demanda final

x: vector de producción de c/sector

(1 - A)⁻¹: matriz inversa de Leontief **L**

$$a_{ij} = \frac{z_{ij}}{x_j} = \frac{\text{valor del insumo } i}{\text{valor del producto } j}$$

$$x = Ax + y$$

$$x = (I - A)^{-1} \cdot y$$

Fuente: Elaboración propia con base en Miller y Blair (2009).

Un modelo I-P en notación matricial tiene la siguiente estructura: $x = Ax + y$ (2), donde A es la matriz de coeficientes técnicos, y es un vector de demanda final y x es un vector de producción correspondiente a cada sector.

La ecuación anterior puede reorganizarse en la siguiente expresión: $x = (I - A)^{-1} \cdot y$ (3), donde $(I - A)^{-1}$ es la matriz inversa de Leontief y cada elemento de ella indica los requerimientos directos e indirectos de producción necesarios para satisfacer la demanda final. A su vez, a esta matriz se la conoce como matriz de multiplicadores, pues mide la respuesta en la producción total frente a cambios en la demanda final.

Encadenamientos y multiplicadores

La noción del multiplicador significa capturar la diferencia entre el efecto inicial de un cambio exógeno y los efectos totales de dicho cambio. Los efectos totales incluyen los efectos directos e indirectos (multiplicadores simples o de tipo I) y los efectos inducidos (multiplicadores totales o de tipo II) (Henriques et al., 2016).

Los efectos directos miden la respuesta de una industria en particular a cambios en la demanda final de esa misma industria. Los efectos indirectos representan la respuesta de todas las industrias que suministran insumos a cambios en la demanda final de una industria específica. Por último, los efectos inducidos representan las respuestas de todas las industrias causadas por aumentos en los gastos de los hogares y las transferencias interindustriales.

En los modelos I-P, un cambio en la producción de un sector tiene dos tipos de efectos sobre los otros sectores de la economía. Por un lado, un aumento de la producción de un sector implica un incremento en las demandas de ese sector, como comprador, a los sectores cuyos bienes son utilizados como insumo. El término encadenamiento hacia atrás (*backward linkage* [BL]) se utiliza para medir la interconexión de un sector en particular con aquellos sectores a los cuales compra insumos. Por otro lado, un aumento de la producción de un sector implica, a su vez, que unidades adicionales de sus productos estarán disponibles para que otros sectores las utilicen para su producción, es decir aumenta la oferta del sector hacia sectores que utilizan su producto como insumo. En este caso, se utiliza el término encadenamiento hacia adelante (*forward linkage*, FL) para medir la interconexión de un sector en particular con aquellos sectores a los cuales vende su producción (Miller y Blair, 2009).

Los encadenamientos hacia atrás de cada sector se calculan como la suma de las columnas de la matriz de Leontief, coincidiendo con los multiplicadores de producto mencionados anteriormente. Por su parte, los encadenamientos hacia adelante de cada sector se calculan como la suma de las filas de la matriz de Leontief.

Apéndice del capítulo 10

Cuadro A.10.1

Indicadores de desarrollo por país

	PIB per cápita relativo a EEUU (porcentaje)		Índice de Gini		Tasa de incidencia de pobreza (porcentaje)	
	1970-1979	2009-2019	1970-1997	2009-2019	2002	2020
Países de América Latina y el Caribe						
América Latina	19,6	22,6	52,5	47,4	45,9	27,1
Argentina	15,0	37,0	40,8 (1980)	42,10	62,4	34,2
Belice	15,0	11,8				
Bolivia	8,4	12,5	58,2 (1997)	45,80	66,8	32,3
Brasil	17,9	26,4	57,9 (1981)	53,06	37,8	18,4
Chile	23,3	39,3	56,2 (1987)	45,52	40 (2003)	14,2
Colombia	22,6	23,4	51,5 (1992)	52,11	53,8	39,8
Costa Rica	26,8	28,0	47,5 (1981)	48,65	28	19,4
Ecuador	23,1	19,5	53,4 (1994)	46,18	53,5 (2001)	30,6
El Salvador	3,7	12,9	54,0 (1991)	41,31	50,6 (2001)	30,7
Guatemala	12,2	13,0				
Guyana	14,5	19,0				
Honduras	9,4	8,4	59,5 (1989)	50,53	57,4 (2001)	52,3 (2019)
México	38,0	32,0	50,6 (1989)	47,80	46,4	37,4
Nicaragua	25,1	8,7				
Panamá	20,9	42,1	58,9 (1989)	50,77	34	14,6 (2019)
Paraguay	12,0	20,3	40,8 (1990)	48,57	47,9	22,3
Perú	14,5	20,0	53,3 (1997)	43,90	43,3	28,4
Surinam	20,6	25,2				
Uruguay	29,7	34,5			20,7	5
Venezuela	40,0	17,6				
Caribe	29,6	26,9	47,8	45,5	33,6	21,8
Antigua y Barbuda	25,5	29,6				
Bahamas	82,8	56,4				
Barbados	50,4	23,1				
Dominica	19,9	17,6				
Granada	10,4	22,4				
Haití	5,6	3,0				
Jamaica	24,2	13,9				
República Dominicana	13,9	26,0	47,8 (1986)	45,52	33,6 (2002)	21,8
San Cristobal y Nieves	20,0	37,1				
Santa Lucía	22,2	22,2				

Continúa en la página siguiente →

	PIB per cápita relativo a EEUU (porcentaje)		Índice de Gini		Tasa de incidencia de pobreza (porcentaje)	
	1970-1979	2009-2019	1970-1997	2009-2019	2002	2020
St. Vicente y las Granadinas	15,4	18,5				
Trinidad y Tobago	65,1	53,2				
Países de la OCDE						
OCDE	62,4	79,5	31,7	32,7		11,1
Alemania	64,5	84,2	29,5 (1991)	31,2		11,6
Australia	78,9	89,7	31,3 (1981)	34,3		12,6
Austria	61,3	85,6	30,8 (1994)	30,6		9,6
Bélgica	67,4	76,2	25,2 (1985)	27,8		7,3
Canadá	86,8	83,2	37,3 (1971)	33,2		8,6
Dinamarca	75,4	85,9	26,2 (1987)	27,9		
Eslovenia						7,0
España	49,4	62,5	34,5 (1980)	35,4		15,4
Estados Unidos	100,0	100,0	36,6 (1970)	41,0		16,4
Estonia						15,8
Finlandia	62,3	74,3	22,2 (1987)	27,3		5,7
Francia	73,5	71,6	37,1 (1970)	32,5		7,7
Grecia	48,7	46,2	37,0 (1995)	34,7		13,0
Hungría	27,3	44,2				8,7
Irlanda	39,0	123,5	35,5 (1987)	32,2		7,7
Islandia	81,5	81,7				
Israel	61,9	63,3	36,3 (1979)	40,4		16,9
Italia	56,3	67,0	32,5 (1986)	35,0		13,5
Japón	56,3	68,2				
Letonia						16,9
Lituania						14,1
Luxemburgo	89,0	136,3	26,3 (1985)	32,7		9,8
Noruega	68,3	138,0	26,9 (1979)	26,8		8,4
Nueva Zelanda	64,2	65,4				12,4
Países Bajos	79,0	91,4	28,4 (1983)	28,2		8,2
Polonia	24,5	47,0				9,1
Portugal	35,4	50,4				12,8
Reino Unido	64,7	72,4	28,0 (1970)	33,3		11,2
República Checa						5,3
República de Corea	14,5	65,7				15,3
República Eslovaca						9,4
Suecia	74,2	86,2	24,3 (1975)	28,6		8,8
Suiza	114,1	123,8	36,0 (1982)	32,5		9,9
Turquía	29,9	42,3	43,5 (1987)	40,9		14,7

Nota: Para el período 1970-1997, se detalla entre paréntesis el año al que corresponde el dato del índice de Gini. No hay datos de pobreza disponibles con anterioridad a 2004 para los países de la OCDE, a excepción de Canadá, Finlandia y Reino Unido, cuyas tasas de pobreza en 2002 fueron del 12,3 %, 6,2 % y 12,6 %, respectivamente.

Fuente: Elaboración propia con base en Banco Mundial (2024), CEPAL (2022), Feenstra et al. (2015) y OCDE (2024).

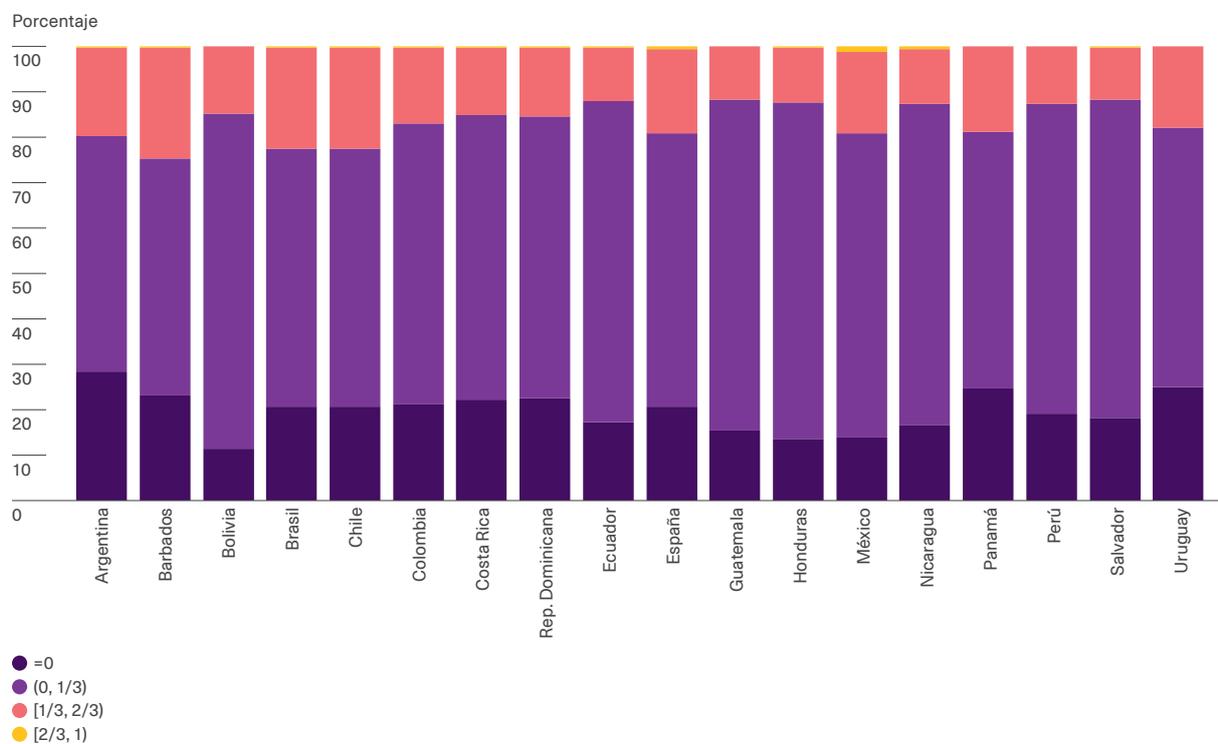
Aclaraciones respecto a los cuadros 10.1 y 10.2

Los países de América Latina considerados en el cuadro 10.1 son Chile, Ecuador, México y Perú (sin información de salarios) y en el 10.2, los mismos con excepción de Perú.

Los países de la OCDE considerados en ambos cuadros son Alemania, Austria, Bélgica, Corea del Sur, Dinamarca, Eslovaquia, España, Francia, Holanda, Irlanda, Israel, Italia, Japón, Lituania, Nueva Zelanda, Polonia, Reino Unido, Suecia y Turquía.

Gráfico A.10.1

Distribución del empleo verde y no verde según el tipo de tareas



Nota: Elaborado con datos de O*NET y las encuestas de hogares con codificación de 2 dígitos. Toman valor 0 el conjunto de ocupaciones compuesto enteramente por ocupaciones no verdes. Entre 0 y 1/3 el conjunto que tiene menos de un tercio de ocupaciones verdes. Entre 1/3 y 2/3 el conjunto que tiene entre un tercio y dos tercios de ocupaciones verdes y entre 2/3 y 1 aquel que tiene entre dos tercios y la totalidad de sus ocupaciones verdes.

Fuente: Elaboración propia con datos de De la Vega et al. (2024).

Proceso de desarrollo y esquema de gobernanza de una taxonomía³

El desarrollo de una taxonomía no es un proceso único, sino que varía con el contexto y circunstancias nacionales. En términos generales, de acuerdo con las experiencias internacionales, se pueden identificar las siguientes instancias en el desarrollo de una taxonomía verde:

1. Se detecta la necesidad de desarrollar una taxonomía verde

Esta necesidad puede surgir de diferentes fuentes: a través de mecanismos como encuestas o entrevistas a actores claves, por sugerencia de un comité independiente y del análisis de las necesidades del mercado, entre otros.

2. Proceso de desarrollo de una taxonomía

Implica la definición de una metodología, la identificación de qué sectores y actividades incluir y el establecimiento de los criterios de elegibilidad.

En todo este proceso se requiere la coordinación y consulta entre actores (organismos públicos, empresas privadas, instituciones financieras, expertos técnicos). Si bien no existe un proceso estandarizado para el desarrollo de una taxonomía, es posible identificar pasos o tareas que son denominador común en las experiencias existentes, tales como:

- Definición de objetivos estratégicos.
- Creación de mesas institucionales.
- Establecimiento de una estructura de gobernanza (definición de roles).
- Identificación de políticas nacionales que abordan objetivos ambientales.

- Análisis de las brechas entre objetivos estratégicos, metas nacionales (CDN) y políticas nacionales.
- Revisión de experiencias internacionales y evaluación de la aplicabilidad de taxonomías internacionales en el contexto nacional.
- Definición inicial de sectores, actividades y criterios de elegibilidad.
- Mesas técnicas sectoriales y consultas a expertos.

Como resultado de este proceso iterativo de consultas, discusiones técnicas, revisiones, etc. surge un borrador.

Las tareas para el desarrollo de una taxonomía dependen de las estructuras de gobernanza existentes en cada país. Por ejemplo, las mesas técnicas (públicas o de carácter público-privado) para el intercambio de información, la conformación de equipos técnicos interministeriales o la constitución de comités supervisores de las taxonomías, entre otros.

3. Consulta pública

Una estrategia común que se observa en las taxonomías existentes es el sometimiento del borrador a consulta pública.

4. Revisión y actualización

En base a los comentarios y aportes recogidos en la consulta pública, la taxonomía es sometida a revisión (sectores incluidos, actividades y criterios de elegibilidad adoptados). Cabe señalar que las taxonomías no son estáticas, sino que, por el contrario, constituyen un instrumento dinámico y flexible para responder a los cambios tecnológicos y de la ciencia y al surgimiento de nuevas actividades y datos.

³ Con base en CBI (2021).

Gobernanza de una taxonomía

El proceso de desarrollo de una taxonomía implica la coordinación entre muchos actores, por lo que es necesario que interactúen bajo una estructura jerárquica de funciones establecidas.

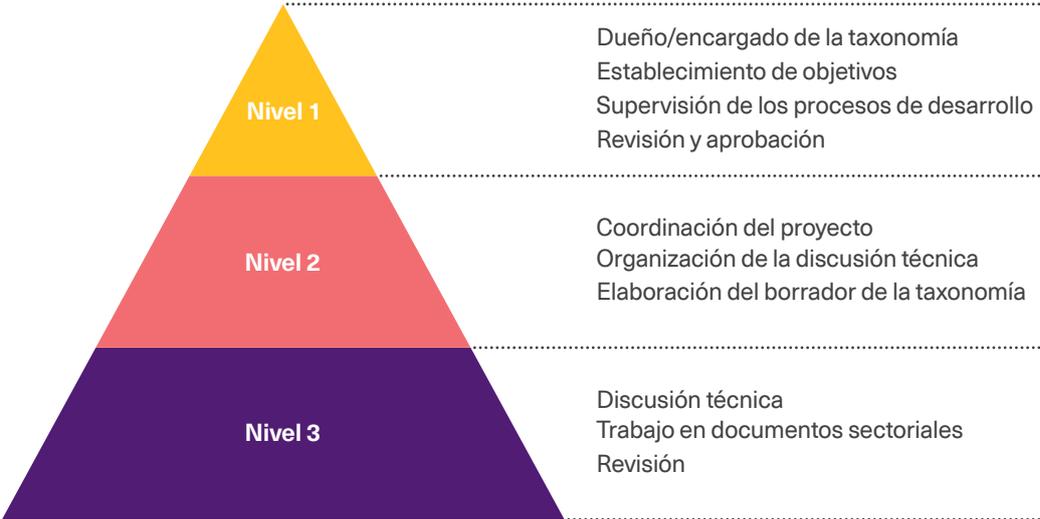
El nivel 1 tiene como función establecer los objetivos, asegurar que estén alineados con las metas y políticas nacionales (con los CDN, por ejemplo), revisar, aprobar y publicar la taxonomía y supervisar todo el proceso de desarrollo.

El nivel 2 está integrado por los coordinadores y consultores de todo el proceso de desarrollo de la taxonomía, ya que su función es ejecutar y armonizar

todas las tareas involucradas. Son responsables del trabajo administrativo, de coordinar con expertos técnicos y recoger sus comentarios y de la elaboración del borrador de la taxonomía, a ser presentado ante el Comité principal para su aprobación.

El nivel 3 se compone de expertos técnicos por sector e industria, quienes son asignados por su conocimiento técnico y regulatorio en el sector económico respectivo. Son los principales responsables de las discusiones técnicas, de la revisión del borrador de la taxonomía, de proporcionar insumos para la adición o modificación de actividades y de definir los criterios de elegibilidad.

Figura A.10.1
Estructura de gobernanza de una taxonomía



Fuente: CBI (2021).

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

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

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

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



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

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

Las ventajas competitivas de América Latina y el Caribe para la transición energética, CAF en la COP (youtube.com)