

CARBONO CERO

AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

LA OPORTUNIDAD, EL COSTO Y LOS BENEFICIOS DE
LA DESCARBONIZACIÓN ACOPLADA DE LOS SECTORES DE LA
ELECTRICIDAD Y EL TRANSPORTE EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

ONU 
programa para el
medio ambiente



LA OPORTUNIDAD, EL COSTO Y LOS BENEFICIOS DE
LA DESCARBONIZACIÓN ACOPLADA DE LOS SECTORES DE LA
ELECTRICIDAD Y EL TRANSPORTE EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE.

D I C I E M B R E 2 0 1 9





Publicado por el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA), mayo 2020.



Atribución-
NoComercial-
SinDerivadas
CC BY-NC-ND

Esta publicación puede reproducirse total o parcialmente y en cualquier forma con fines educativos o sin fines de lucro sin un permiso especial del titular de los derechos de autor, siempre que se haga un reconocimiento de la fuente. El Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente agradecería recibir una copia de cualquier publicación que utilice esta publicación como fuente. No se puede hacer uso de esta publicación para reventa o para ningún otro fin comercial sin el permiso previo por escrito del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente. Las solicitudes de dicho permiso, con una declaración del propósito y el alcance de la reproducción, deben dirigirse al Director, División de Comunicación, Programa de la ONU para el Medio Ambiente, Oficina para América Latina y el Caribe, Edificio 103, Calle Alberto Tejada, Ciudad del Saber, Clayton, Panamá.

Descargo de responsabilidad

La presente publicación ha sido elaborada con el apoyo financiero de la Unión Europea. Su contenido es responsabilidad exclusiva del Informe Carbono Cero y no necesariamente refleja los puntos de vista de la Unión Europea. La mención de una empresa o producto comercial en este documento no implica aprobación por parte del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente, los autores o los financiadores del estudio. La información en este documento no puede ser utilizada con fines publicitarios o de marketing. Los nombres y símbolos de marcas comerciales se usan editorialmente sin intención de infringir las leyes de marcas comerciales o derechos de autor. La relación entre el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente e Iberdrola S.A. se limita a la cofinanciación del informe. La recopilación de información, la redacción del informe y su publicación se llevan a cabo de forma independiente y no reflejan en modo alguno las opiniones de los financiadores, incluidas la Unión Europea, AECID o Iberdrola. El Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente no es responsable de ninguna acción o posición verbal que tomen antes, durante o después de esta asociación. Las opiniones expresadas en esta publicación son las de los autores y no reflejan necesariamente las opiniones del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente. Lamentamos cualquier error u omisión que se haya hecho inadvertidamente.

© Fotografías e ilustraciones según lo especificado

Este documento puede citarse como: Carbono Cero: La oportunidad, el costo y los beneficios de la descarbonización acoplada de los sectores de la electricidad y el transporte en América Latina y el Caribe. Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente, Oficina para América Latina y el Caribe, Panamá.

RECONOCIMIENTOS

Autores principales

- Walter Vergara

Miembro senior del Instituto de Recursos Mundiales (WRI, por sus siglas en inglés), bajo una asignación sabática con el PNUMA para el análisis y preparación de informes.

- Jorgen Fenhann

Científico senior en la Universidad Técnica de Dinamarca. Es miembro de la colaboración PNUMA DTU. Es el creador y gerente de GACMO.

- Silvia R. Santos da Silva

Investigadora del Global Change Center en la Universidad de Maryland.

Comité coordinador de revisión del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente Oficina para América Latina y el Caribe

Unidad de Cambio Climático:

Liderado por: **Gustavo Máñez**, Coordinador de Cambio Climático, Oficina de América Latina y el Caribe.

Autores contribuyentes: **Mercedes García Fariña**, **Elizabeth Font**.

Revisores: **Esteban Bermudez**, **Sebastián Carranza**, **William Holness**, **Rosilena Lindo**, **Agustín Matteri**, **Juan Luis Pardo** y **Jonnatan Rico**.

Científico Delegado Encargado:

Francesco Gaetani, Coordinador regional del subprograma Ambiente Bajo Revisión, PNUMA.

Punto focal regional de género:

Piedad Martin, Directora Regional Adjunta.

Revisores externos

Mónica Araya, Cofundadora de Costa Rica Limpia. **John Christensen**, Director de la colaboración PNUMA DTU. **Gianni López**, Director en el Centro Mario Molina de Chile. **Marta Martínez**, Encargada de Estudios en la División de Políticas Energéticas y Cambio Climático, Iberdrola. **Horst Pilger**, Jefe de la Sección de Cambio Climático y Medio Ambiente de la Dirección General de Cooperación Internacional y Desarrollo de la

Comisión Europea (DG DEVCO). **Miguel Ángel Rubio**, CEO de Acciona Energía México. **Carlos Salle**, Director de Política Energética y Cambio Climático en Iberdrola. **Thorsten Schulz**, Gerente de Inversiones en Aravis Ventures. **Ignacio Santelices Ruiz**, Director Ejecutivo de la Agencia de Sostenibilidad Energética de Chile.

Contribuyentes externos

Equipo de la colaboración PNUMA/DTU en Copenhague, liderado por su director John Christensen. **Equipo de Política Energética y Cambio Climático de Iberdrola** liderado por su director Carlos Salle. **Jennifer Layke**, **Alex Perera** y **Katie Pastor** de WRI. **Johannes Friedrich** y **Mengpin Ge** de WRI por su aporte de información y acceso a la base de datos CAIT. **Sergio Avelleda** por la información de la base de datos BRT. **Tina Huang** y **Emily Nilson** por su ayuda con la recopilación de información del Resource Watch. **Katherine Segura** y **Byron Chiliquinga** por su ayuda en la recolección de las curvas de carga de la demanda de electricidad en la región. **Tulio Alves** Director Ejecutivo de la Comisión de Integración Energética Regional. **Fernando Miralles**, Director Ejecutivo, Instituto Cooperativo para el Clima y Satélites y Director Interino del Centro Interdisciplinario de Ciencias del Sistema Tierra en la Universidad de Maryland, y **Leon Clark** en el Laboratorio Nacional del Pacífico Noroeste por facilitar el acceso a GCAM.

Contribuyentes a los casos de estudio

Mónica Araya, **Andrés Barentín**, **BMW**, **EPEC** (Argentina), **La Casa de las Baterías** (Panamá), **Ministerio de Industria y Energía** (Uruguay), **ENSA** (Panamá), **Ministerio de Producción y Trabajo** (Argentina), **NAVANTIA**, **Neoenergía**.

Soporte de medios y lanzamiento

Sofía Arocha, Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente

Diseño y maquetación

Karla Delgado, Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente

Edición

Katie Pastor, WRI

Financiadores

Las siguientes organizaciones proporcionaron fondos para producir el Informe Carbono Cero América Latina y el Caribe: la Unión Europea a través del Programa EUROCLIMA+, Iberdrola y el Gobierno de España.



Socios

El informe Carbono Cero América Latina y el Caribe contó con la contribución de: Colaboración DTU y Universidad de Maryland



CONTENIDO

- 9 Abreviaturas
- 10 Prólogo del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente
- 11 Prólogo de la Comisión Europea
- 13 Prólogo del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Gobierno de España
- 15 Prólogo

16 RESUMEN PARA TOMADORES DE DECISIONES

- 17 Introducción
- 20 El estado actual de los sectores de la electricidad y el transporte en la región de ALC bajo el escenario BAU (Business As Usual)
 - 20 Sector de la electricidad
 - 23 Sector del transporte
- 25 La economía de la energía renovable de la región en evolución
- 28 Transmisión y distribución
- 30 Tendencias tecnológicas y económicas del transporte eléctrico
- 34 Beneficios y costos económicos de una descarbonización acoplada
 - 34 Requisitos reducidos de inversión de capital
 - 37 Menores costos de electricidad y material rodante
 - 39 Menor demanda energética combinada
 - 40 Seguridad energética
 - 41 Impacto en la carga y el tamaño del sector eléctrico
 - 42 Impacto en operaciones de refinación y bloqueo de activos de capital
 - 43 Beneficios en la salud
- 46 Creación de empleo y empresas
- 48 Opciones de política para la transición acelerada

54 CAPÍTULO 1 Introducción

- 55 Contexto presente
- 62 Fuentes de datos y métodos

63 CAPÍTULO 2 El estado actual y futuro de los sectores de la electricidad y el transporte de la región de ALC bajo el escenario BAU (Business as Usual)

- 64 Sector de la electricidad
 - 64 Tendencias recientes
 - 65 Fuentes de generación de electricidad y su huella de carbono
 - 67 Tipología de país
 - 69 Demanda eléctrica futura
- 71 Sector del transporte
 - 71 Evolución reciente del sector transporte
 - 73 Transporte de pasajeros
 - 75 Transporte de carga
 - 78 Eficiencia energética y huella de carbono
 - 80 Demanda futura

83 CAPÍTULO 3 La economía de la energía renovable de la región en evolución

- 84 Dotación de recursos
- 86 Evolución de la capacidad por país y estructura de costos de los recursos renovables
- 89 Evolución de costos de las renovables no convencionales
- 93 Costos de generación proyectados en la región
- 95 Tendencias de inversión en la región
- 97 Punto de inflexión para la toma de decisiones en el mercado eléctrico de América Latina y el Caribe

100 **CAPÍTULO 4** Transmisión y distribución

- 101** Estructura de transmisión y distribución
- 109** Almacenamiento de electricidad
- 114** Integración de la red
- 116** Características y beneficios de una red inteligente integrada en la región

117 **CAPÍTULO 5** Tendencias tecnológicas y económicas del transporte eléctrico

- 119** Vehículos de pasajeros
- 120** Transporte de carga
- 121** Vehículos marítimos
- 121** Estaciones de carga
- 123** Costos proyectados del transporte eléctrico en la región.

126 **CAPÍTULO 6** Retos y oportunidades de una transición acoplada

- 127** Seguridad energética
- 130** Impacto sobre la generación de electricidad (balance de carga)
- 131** Beneficios en la salud
- 134** Impacto en operaciones de refinación
- 136** Activos de capital bloqueados para la generación y refinación

140 **CAPÍTULO 7** Ruta hacia una descarbonización acoplada de la electricidad y el transporte

- 141** Descarbonización del sector eléctrico
- 146** Electrificación del sector de transporte

150 **CAPÍTULO 8** Empleo, educación y creación de empresas

- 151** Creación de empleos
 - 151** Energía solar
 - 153** Energía eólica
 - 153** Baterías eléctricas
 - 154** Manufactura y ensamblaje de vehículos eléctricos
 - 154** Modernización de la red
 - 155** Pérdida de empleos
- 155** Empleos adicionales estimados generados a nivel regional bajo el escenario de intervención.
- 156** Creación de empresas
- 157** Nuevos modelos de negocio para avanzar hacia una descarbonización acoplada de los sectores de la electricidad y el transporte para el 2050
 - 158** Empresas eléctricas
 - 162** Grandes plantas de energía renovable
 - 162** Almacenamiento de energía solar de gran escala
 - 164** Inversión en renovables por empresas petroleras
 - 165** Generación distribuida y almacenamiento detrás del contador (behind-the-meter)
 - 167** Servicios digitales
 - 171** Tasa más alta de uso de vehículos
 - 173** Actores no tradicionales en electromovilidad
 - 176** V2X
 - 178** Cadena de Valor Sostenible para el litio
- 180** Implicaciones para la formación y la educación
- 180** Una transición justa

185 **CAPÍTULO 9** **Opciones de política para una transición acoplada**

186 **Agenda política para la transición del sector eléctrico**

188 Medidas de descarbonización

191 Medidas de descentralización

195 **Agenda política y medidas para el transporte eléctrico**

195 Vehículos comerciales de todo segmento

199 Infraestructura de carga

201 **Políticas para una transición acoplada**

205 **Conclusiones**

207 Descarbonización del sector eléctrico

209 Electrificación del sector transporte

212 Beneficios de una transición acoplada para el 2050

213 **Listado de referencias**

219 **Anexos**

219 Anexo 1

223 Anexo 2

225 Anexo 3

226 Anexo 4

227 Anexo 5

228 Anexo 6

230 Anexo 7

240 Anexo 8

242 Anexo 9

244 Anexo 10

245 Anexo 11

246 Anexo 12

ABREVIATURAS

AFOLU	Agricultura, Silvicultura y otros usos del suelo	IPP	Productor Independiente de Energía
BAU	Business as Usual (Políticas actuales)	KPI	Indicador Clave de Rendimiento
VEB	Vehículo Eléctrico de Batería	kWh	Kilovatio-hora
BRT	Bus de Tránsito Rápido	ALC	América Latina y el Caribe
CAPEX	Gasto de capital	LCOE	Costo Normalizado de Energía
CCS	Captura y almacenamiento de carbono	LCOT	Costo Normalizado de Transporte
COP	Conferencias de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático	MW	Megavatios
CSP	Energía Termosolar por Concentración (Concentrated Solar Power)	NDC	Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional
DER	Recursos Energéticos Distribuidos (Distributed Energy Resources)	O&M	Operación y Mantenimiento
GD	Generación Distribuida	MP	Material Particulado
DLT	Tecnología de Contabilidad Distribuida (Distributed Ledger Technology)	PPA	Acuerdo de Compraventa de Energía
EJ	Exajoule	APP	Asociación Público-Privada
VE	Vehículo Eléctrico	FV	Fotovoltaico
GACMO	Modelo de Costo de Abatimiento de Gases de Efecto Invernadero	ER	Energía Renovable
GCAM	Modelo Global de Evaluación de Cambios	RCP	Trayectoria de Concentración Representativa
PIB	Producto Interior Bruto	I+D	Investigación y Desarrollo
GFW	Global Forest Watch	TCO	Costo Total de Propiedad
GEI	Gases de Efecto Invernadero	TWh	Teravatio-hora
GW	Gigavatio	T&D	Transmisión y Distribución
GWh	Gigavatio-hora	PNUMA	Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente
HVDC	Corriente Continua de Alta Tensión	V2G	Vehículo a Red
MCI	Motor de Combustión Interna	V2X	Vehículo a Todo
IPCC	Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático	ERV	Energía Renovable Variable
		OMS	Organización Mundial de la Salud

PRÓLOGO

PROGRAMA DE LAS NACIONES UNIDAS PARA EL MEDIO AMBIENTE

Este informe ha sido preparado como una continuación del análisis titulado Carbono Cero en América Latina: una ruta para la descarbonización neta de la economía regional a mediados de siglo, publicado en la COP21 (noviembre de 2015). El nuevo análisis se centra en la oportunidad, el costo y los beneficios de una transición acoplada de los sectores de la electricidad y el transporte en la región para el 2050.

El informe llega en un momento crítico cuando el mundo está a punto de perder la oportunidad de limitar el calentamiento global a 1.5 °C. Las temperaturas ya han aumentado 1.1 °C por encima de los niveles preindustriales y si confiamos en los compromisos climáticos actuales, se espera que las temperaturas aumenten a 3.2 °C. El cambio climático se está convirtiendo en una amenaza para la seguridad nacional en la región y, por lo tanto, ahora es el momento de actuar. El Informe sobre la Brecha de Emisiones establece que para limitar el calentamiento global a 1.5 °C para el 2030, debemos reducir las emisiones a una tasa anual de 7.6%.

Los compromisos del gobierno deben aumentar 5 veces para mantener la temperatura global por debajo de 1.5 °C. Hay países en la región de ALC que están mostrando grandes esfuerzos para lograr este objetivo. Este informe muestra que el cambio transformacional necesario para cumplir con el Acuerdo de París y alcanzar emisiones netas cero a mediados de siglo puede ser apoyado de manera crítica al acoplar la descarbonización de los sectores de la electricidad y el transporte. Una transición combinada de ambos sectores no sólo contribuiría a reducir drásticamente las emisiones, sino que también tiene el potencial de hacer crecer la economía de la región y mejorar la salud pública.

“Carbono Cero en América Latina y el Caribe” muestra que los cambios necesarios para una transición acoplada se apoyan mutuamente, son técnicamente viables y financieramente atractivos. El informe presenta ejemplos de políticas exitosas a modelos de negocio que, si se intensifican, pueden ponernos en un escenario virtuoso y aumentar la ambición de la próxima generación de NDC.



LEO HEILEMAN

DIRECTOR Y REPRESENTANTE REGIONAL



PRÓLOGO

COMISIÓN EUROPEA

A medida que el mundo se encuentra en un punto crítico, dirigiéndose a territorios desconocidos, Europa se compromete a liderar los esfuerzos mundiales para intensificar la acción climática. Comenzando en casa, la Unión Europea está tomando medidas para garantizar que Europa sea neutral en carbono para el 2050.

En las últimas dos décadas, la Unión Europea ha desacoplado las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del crecimiento económico. Desde 1990, la región ha reducido las emisiones en un 22%, mientras que el crecimiento económico fue del 58%. Sin embargo, a pesar de estos logros, reconocemos la necesidad de una acción continua más fuerte y urgente. Científicos, jóvenes, activistas, legisladores, líderes de la industria y ciudadanos de todos los ámbitos están de acuerdo: la acción climática debe tomarse, ahora.

El nuevo Pacto Verde Europeo es la estrategia de la UE para el crecimiento verde, por el cual el continente no tendrá emisiones netas de GEI para el 2050, el crecimiento económico se desacoplará completamente del uso de los recursos, y ninguna persona y ningún lugar se quedarán atrás. La UE también está aumentando su ambición climática a través de reformas políticas y al establecer un objetivo de reducción de emisiones de GEI del 50% para el 2030. El Pacto Verde Europeo se centra en: (i) descarbonizar el sistema energético con énfasis en la eficiencia energética y un sector eléctrico basado en energía renovable; (ii) establecer un plan de acción de economía circular para las industrias para reducir el desperdicio y promover productos sostenibles; (iii) la renovación de edificios públicos y privados para aumentar el rendimiento energético; (iv) desplazar el transporte hacia una movilidad inteligente y sostenible; (v) desarrollar la estrategia "del campo a la mesa" para crear un sistema alimentario más sostenible; (vi) desarrollar una estrategia de biodiversidad para proteger y restaurar los ecosistemas. También buscará iniciativas para financiamiento e inversiones verdes, y desarrollará mecanismos para garantizar una transición justa a la neutralidad de carbono.

El compromiso de Europa va más allá de nuestras fronteras e incluye a nuestros socios internacionales, con quienes fortaleceremos nuestros esfuerzos de diplomacia climática y construiremos alianzas regionales y globales para acelerar la transición a la descarbonización.

Lanzado en el 2010, EUROCLIMA es el principal programa regional de cambio climático de la UE en América Latina. Proporcionando cooperación financiera y técnica en la región, EUROCLIMA+ se centra principalmente en apoyar a los países para que renueven y logren sus contribuciones determinadas a nivel nacional: sus compromisos para reducir las emisiones en virtud del Acuerdo de París COP21.

Los sectores del transporte y la electricidad representan dos tercios de las emisiones de CO₂ fósil y aproximadamente una cuarta parte de las emisiones totales de GEI en América Latina, son sectores clave que deben descarbonizarse para que la región cumpla con sus NDC colectivas. A través de EUROCLIMA+, la UE ha contribuido, por ejemplo, al desarrollo de estrategias nacionales de movilidad eléctrica y ha ayudado a los países a acceder a financiación climática para la movilidad eléctrica. Entre otras iniciativas, EUROCLIMA+ continuará trabajando para acelerar las soluciones sostenibles de movilidad urbana que puedan fomentar la innovación, promover nuevas empresas y la creación de empleo al tiempo que mejoran la salud pública.

Como parte de los esfuerzos de la UE para apoyar la acción climática en la región, y en nombre de la Comisión Europea, me complace que el Programa EUROCLIMA+ pueda apoyar esta publicación emblemática, que establece un camino para electrificar el sector del transporte junto con una transición hacia un sector eléctrico totalmente renovable, que contribuirá a la descarbonización rentable en América Latina. Además, el documento proporciona una hoja de ruta para que los países latinoamericanos aprovechen las sinergias e interrelaciones entre sectores de la economía que contribuirán a beneficios económicos potencialmente mayores y un mayor impacto de mitigación.

La actual crisis de COVID-19 ha demostrado el valor de la acción colectiva y el costo social y económico de la inacción para abordar las crisis mundiales. Debemos aprender de esto, y aplicar lecciones de solidaridad, multilateralismo y cooperación global a la crisis climática de combustión lenta, pero no menos urgente que enfrentamos ahora.



JOLITA BUTKEVICIENE
DIRECTORA DE DESARROLLO Y COOPERACIÓN
EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE



PRÓLOGO

MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO,
GOBIERNO DE ESPAÑA.

La neutralidad climática es un acto de responsabilidad hacia nuestro presente y nuestro futuro. Un compromiso que adquirimos siguiendo lo que la ciencia nos ha estado diciendo durante años y lo que demandan nuestras sociedades: condiciones adecuadas para que esta generación y, sobre todo, las próximas generaciones puedan vivir en condiciones seguras y saludables.

Hay plena conciencia del desafío que se avecina y prueba de ello es el Acuerdo de París, un hito en las negociaciones multilaterales, que es la hoja de ruta para la acción climática para los gobiernos, pero también para el sector privado, la sociedad civil y los actores de todo tipo. El compromiso de limitar el aumento de la temperatura global a 1.5 grados centígrados trajo un horizonte medible, una cuantificación del riesgo, una comprensión mundial de que necesitamos actuar juntos contra una amenaza que nos afectará a todos y que puede poner en peligro nuestra calidad de vida y nuestra supervivencia en este planeta.

Al mismo tiempo, el objetivo de alcanzar cero emisiones de carbono es una oportunidad. O más bien, una amplia gama de oportunidades comerciales e innovaciones para generar empleos estables y de calidad, para desarrollar nuevas industrias de alto valor agregado y apoyar la transición sostenible de sectores fundamentales de nuestras economías. Teniendo en cuenta que dos tercios de las emisiones de gases de efecto invernadero se originan en el sector energético, en respuesta a la amenaza del cambio climático, debemos centrarnos en la eficiencia, las energías renovables y la electrificación rápida, en particular la movilidad eléctrica. Las tecnologías renovables hoy en día son la forma más barata de producir electricidad. Además de la descarbonización, vienen con una gran cantidad de beneficios, como la creación de empleos altamente cualificados, la mejora de la competitividad de las empresas y la modernización de las cadenas de valor de nuestras industrias. Finalmente, pero no menos importante, son clave para lograr energía para todos y aliviar la pobreza energética.

Estas tecnologías maduras, ahora más que nunca, son clave para volver a encaminar nuestras sociedades y economías. Sin embargo, esta respuesta debe ocurrir a una escala sin precedentes y a gran velocidad para que el mundo evite las consecuencias más catastróficas del cambio climático.

Sectores que sabemos que necesitamos para lograr la neutralidad climática, que son clave para nuestro bienestar y que contribuyen decisivamente a resolver problemas como la pobreza energética. La adaptación al cambio climático se refiere a acciones que reducen el impacto negativo del cambio climático, al tiempo que aprovechan las nuevas oportunidades potenciales. Para activar la descarbonización y aprovechar todas las oportunidades que ofrece, es esencial contar con estrategias a largo plazo que proporcionen un sentido de dirección hacia objetivos ambiciosos y alcanzables, basados en la ciencia. Deben establecer una hoja de ruta clara para todos los sectores de la economía, sin excepción.

En España, presentamos nuestro Plan Nacional de Energía y Clima 2021-2030 en abril de 2020. Este es nuestro marco para describir nuestros objetivos, políticas y medidas climáticas y energéticas para la próxima década. Se produjo poco después de que el Gobierno español declarara la emergencia climática, que tenía como objetivo garantizar la relevancia política y la urgencia que realmente tiene la crisis climática. El próximo paso, muy pronto, será presentar nuestra estrategia de descarbonización a

largo plazo para el 2050. Esto nos permitirá anclar el objetivo clave que hemos definido para cumplir nuestros compromisos en virtud del Acuerdo de París - neutralidad climática para el 2050, y centrar nuestra planificación a partir de ahí.

Estos documentos de política son claros. Primero reconocen la importancia de la eficiencia energética. Existe un gran potencial por explotar para utilizar las mejores tecnologías y prácticas disponibles para reducir el consumo, detener el desperdicio y utilizar la energía de manera más inteligente. En segundo lugar, establecer el entorno propicio para garantizar el 100% de energía renovable en nuestra matriz de electricidad y casi el 100% del consumo total de energía. Sabemos que la energía renovable es, de hecho, la fuente de energía más barata, competitiva, rentable e intensiva en trabajo que tenemos para cumplir nuestros objetivos. Entonces usémosla. Por último, pero no menos importante, nuestro marco de políticas reconoce la importancia de prestar la debida atención a embarcarse en una transición justa, protegiendo a los más vulnerables y sin dejar a nadie atrás.

El multilateralismo y la cooperación regional, con la que España ha demostrado su compromiso, no son menos importantes. La organización de la COP25 en Madrid, bajo la Presidencia chilena, fue un ejemplo, así como nuestra participación en el marco de la Cumbre Iberoamericana. La cooperación entre la Oficina Española de Cambio Climático y la Red Iberoamericana de Oficinas de Cambio Climático en políticas de cambio climático y desarrollo sostenible, intercambio de experiencias, así como la creación de alianzas sólidas y colaboraciones científicas, fue una ilustración de cómo debemos trabajar juntos a nivel global.

En este sentido, el Informe del PNUMA Carbono Cero en América Latina y el Caribe puede servir como una herramienta fundamental para difundir los beneficios y los costos de una transformación conjunta de los sectores del transporte y la energía. Creo que demuestra, con sólidos datos científicos y económicos, que tal transición no solo es técnicamente posible, sino también financieramente atractiva. El informe, que se centra en la región de América Latina y el Caribe, muestra las oportunidades socioeconómicas que surgen de esta transición, a la vez que proporciona recomendaciones específicas para la descarbonización conjunta de estos dos sectores junto con la digitalización como nexos.

Continuar trabajando juntos, identificar oportunidades, fortalecer las colaboraciones multilaterales para lograr nuestros objetivos comunes es esencial, ahora más que nunca. Es hora de elevar la ambición.



SARA AAGESEN

SECRETARIA DE ESTADO DE ENERGÍA. MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO, GOBIERNO DE ESPAÑA..

PRÓLOGO

En noviembre de 2019, en una carta a la revista Bioscience, más de 11,000 científicos de 184 naciones emitieron una alarma sobre el fracaso de la comunidad global para abordar la emergencia climática global. Esta resume la situación al afirmar que las consecuencias continuas de los impactos climáticos "... podrían causar disrupciones significativas en los ecosistemas, la sociedad y las economías, haciendo potencialmente que grandes áreas de la Tierra sean inhabitables ...". El aviso llega unos meses después del informe especial del IPCC sobre Calentamiento Global de 1.5 °C que indica que no quedan más vías que la descarbonización completa para evitar los principales impactos irreversibles del cambio climático en nuestra biosfera.

La evidencia sobre el ritmo y el alcance de los impactos climáticos en nuestros océanos, criósfera, bosques y espacios urbanos, no sólo le da urgencia a los esfuerzos para desvincular las emisiones de carbono de nuestras actividades económicas, sino que también requiere que todos los elementos de la comunidad global aceleren el ritmo de mitigación y las actividades de adaptación. Este es el momento de desvincular por completo las actividades económicas del uso de carbono. No queda tiempo para considerar otras opciones más que la descarbonización completa.

Es en el contexto de esta amenaza y oportunidad, que el informe actual sobre "La oportunidad, el costo y los beneficios de la descarbonización acoplada de los sectores de la electricidad y el transporte en América Latina y el Caribe" se publica en la COP25 en Madrid. Este proporciona una ruta detallada para vincular las actividades de descarbonización en estos sectores y evalúa sus costos y beneficios. Concluye que una transición acoplada de los sectores de la electricidad y el transporte hacia la descarbonización completa a mediados de siglo generaría beneficios económicos y ambientales sustanciales para la región. El informe sostiene que el valor de los beneficios resultantes de la descarbonización acoplada de ambos sectores supera con creces sus costos. Los beneficios considerados incluyen una mejor calidad del aire en las áreas urbanas, una eficiencia energética mucho mayor de la economía, menores costos de generación de energía y en el transporte de pasajeros y carga, generar millones de empleos y catalizar la actividad económica y la generación de empresas. Esta transición representa una oportunidad importante para elevar el nivel de ambición de las Contribuciones Determinadas Nacionalmente (NDC) y las estrategias a largo plazo con muchas opciones sin arrepentimiento¹ para cumplir con los compromisos climáticos internacionales, establecidos en virtud del Acuerdo de París y para apoyar la consecución de los Objetivos de Desarrollo Sostenible.

Chile y Costa Rica ya se han embarcado en este camino. Chile ya se encuentra en una rápida transición en su sector eléctrico y está probando el sector eléctrico de Costa Rica, que está desde hace un par de años en la práctica descarbonizado, existen estrategias de descarbonización para que todos los demás sectores de la economía se liberen del carbono. Chile y Costa Rica no están solos. Otros países de la región, como Uruguay, han anunciado planes para alcanzar la descarbonización completa a mediados de siglo, mientras que otros están tomando medidas en esa dirección. Invitamos a todos los países de la región, independientemente de su etapa actual de descarbonización, a considerar las medidas prácticas y financieramente atractivas y las acciones políticas descritas en este informe.



Carolina Schmidt Zaldívar
Ministra de Ambiente de Chile



Carlos Manuel Rodríguez Echandi
Ministerio de Ambiente y Energía de Costa Rica

1. Las opciones sin arrepentimiento son respuestas al cambio climático que brindan beneficios económicos netos y, por lo tanto, representan una estrategia atractiva de bajo riesgo para gobiernos, empresas y hogares.

RESUMEN PARA TOMADORES DE DECISIONES

El PNUMA ha desarrollado el informe "Carbono Cero en América Latina y el Caribe: la oportunidad, el costo y los beneficios de la descarbonización acoplada de los sectores de la electricidad y el transporte" como una continuación a un análisis anterior publicado en la COP21 (diciembre de 2015) como un camino para la descarbonización completa de la economía regional en América Latina (PNUMA Carbono Cero en América Latina, 2015), en adelante denominado Carbono Cero 1.0. Este informe será seguido por un análisis sobre las opciones de uso de la tierra y los océanos como un ancla central para las estrategias de descarbonización en América Latina y el Caribe, que se completará en la COP 26 (diciembre de 2020).

El objetivo de este informe es ilustrar la oportunidad, el costo y los beneficios de la descarbonización acoplada de los sectores de la electricidad y el transporte en la región de América Latina y el Caribe (ALC) para mediados de siglo. El informe también presenta ejemplos de campo, desde políticas exitosas hasta modelos de negocio, que señalan una posible descarbonización acoplada. Si se intensifica, pondría a la región en un escenario virtuoso, elevando la ambición de la próxima generación de Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC) al Acuerdo de París.



Cerro Pelado, Costa Rica.
Foto de Juliana Barquero en Unsplash.

1. Introducción

Este análisis se ha llevado a cabo en el contexto de las llamadas a una acción inmediata y drástica para detener el aumento continuo de la concentración de CO₂ en la atmósfera, que a principios de 2019 alcanzó 409 partes por millón (ppm) (NOAA, 2019).

Las temperaturas globales ya han aumentado 1.1 °C por encima de los niveles preindustriales. Si las tendencias actuales continúan, se puede esperar que las temperaturas aumenten a 3.2 °C este siglo (IPCC, 2018; W. Steffen et al, 2018, Informe sobre la brecha de emisiones del PNUMA, 2019). La situación ha provocado advertencias de la comunidad científica y de gobernanza global, advirtiendo del hecho de que la biosfera puede estar llegando a un punto sin retorno (Aegenheyster M. et. al, 2018, UNEP, 2018).²



Estamos a punto de perder la oportunidad de limitar el calentamiento global a 1.5°C. Es imperativo actuar ahora mientras todavía tenemos la oportunidad

Si bien aún habrá impactos climáticos a 1.5 °C, este es el nivel que los científicos estiman que está asociado a impactos menos devastadores que a niveles más altos de calentamiento global (IPCC, 2018). Los países deben dar un salto significativo en la reducción de emisiones: a nivel mundial, una reducción del 7.6% cada año de 2020 a 2030 (Informe sobre la brecha de emisiones del PNUMA, 2019). Los científicos han hablado, ahora es el momento para que los gobiernos y las industrias tomen la iniciativa y aseguren un camino de transición consistente con el escenario de 1.5 °C. Las economías deben cambiar a una ruta de descarbonización ahora.

Con un incremento de 1.1 °C en la temperatura, el cambio climático se ha convertido en una amenaza a la seguridad nacional para la región de ALC.

Los impactos climáticos han afectado no sólo a la ecología de los sistemas sino también los medios de vida y el sustento de millones de personas en la región, llegando incluso a forzar migraciones desde áreas afectadas.



El clima ya está comenzando a amenazar los cimientos de la economía de la región, con sequías, huracanes e inundaciones. Si la temperatura global continúa aumentando, los impactos climáticos serán cada vez más severos y costosos. La región de ALC tiene una contribución relativamente pequeña en la huella de carbono global (9.5%)³ con aproximadamente el mismo porcentaje de la población mundial.⁴ Sin embargo, el promedio regional de emisiones de GEI per cápita (7 toneladas de CO₂-eq)⁵ es mayor que la cifra global (5 toneladas de CO₂-eq)⁶. La región tiene una huella de carbono significativa y creciente en su sector del transporte, así como una huella de emisiones comparable del sector de generación de electricidad que en conjunto son responsables del 25% de las emisiones de GEI en 2019. Según este informe, en el escenario BAU (Business as Usual por sus siglas en inglés), se espera que las emisiones de ambos sectores se dupliquen para el 2050 (Figuras 1 y 2). Esto colocará a la región más lejos de la ruta hacia el escenario de 1.5°C.

El cambio transformacional necesario para cumplir con el Acuerdo de París y alcanzar emisiones netas cero para mediados de siglo puede ser apoyado de manera crítica mediante el acoplamiento de los sectores de la electricidad y el transporte.



Además, ALC es la región más urbanizada del planeta: el 80% de su población vive en ciudades.⁷

2. El pico global de emisiones para 2020 es crucial para alcanzar los objetivos de temperatura del Acuerdo de París, pero la escala y el ritmo de la acción de mitigación actual sigue siendo insuficiente. (Informe de brecha de emisiones 2019, PNUMA).

3. The Brookings Institution 2014 Un nuevo acuerdo global puede catalizar la acción climática en América Latina https://www.brookings.edu/wp-content/uploads/2016/06/Correct-Climate-LAC-GlobalViews52015_FINAL.pdf

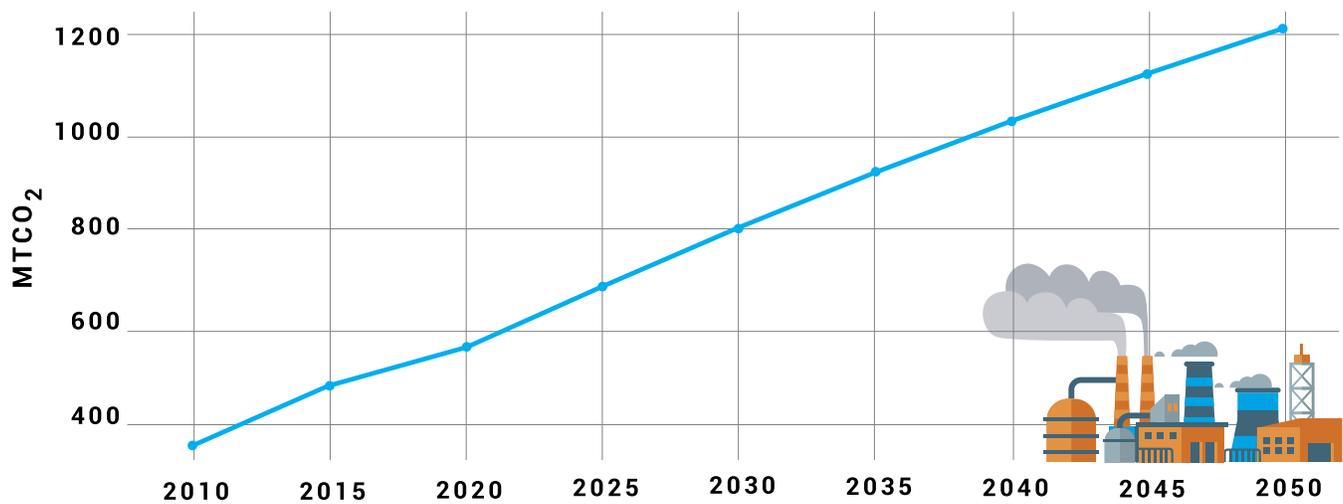
4. Banco Mundial 2018 <https://data.worldbank.org/indicador/SP.POP.TOTL?locations=ZJ-1W>

5. Instituto de Recursos Mundiales 2014 Herramienta de Indicadores de Análisis Climático (CAIT). <http://cait.wri.org>

6. Banco Mundial 2014 <https://data.worldbank.org/indicador/EN.ATM.CO2E.PC>

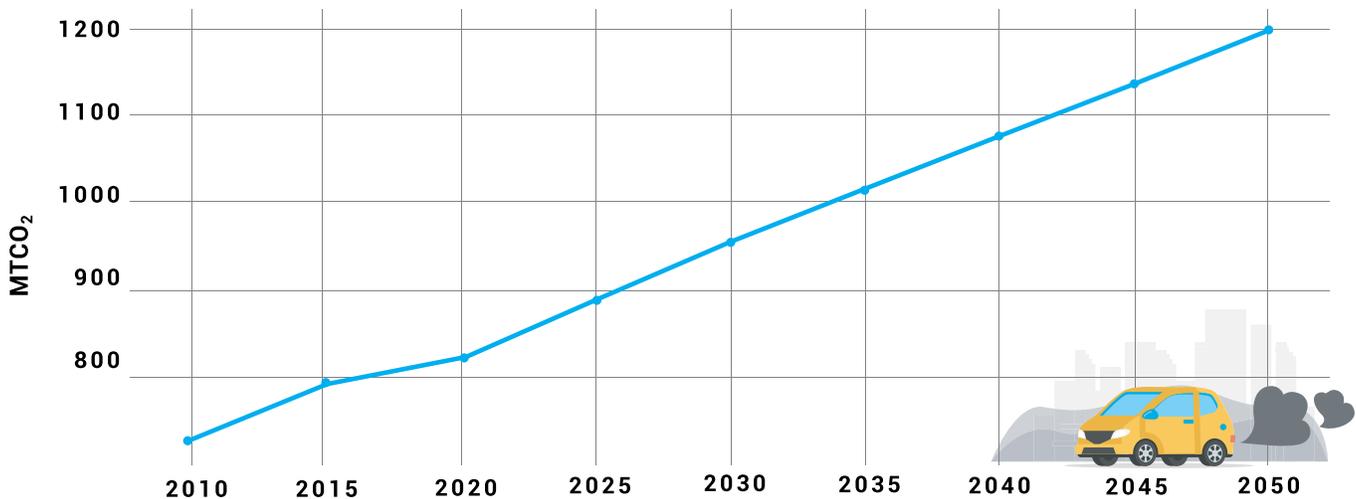
7. Banco Mundial 2018 https://data.worldbank.org/indicador/SP.URB.TOTL.IN.ZS?locations=ZJ&name_desc=false

Figura 1. Emisiones proyectadas del sector de generación de electricidad, bajo el escenario GCAM BAU, 2010-2050



Fuente: Según lo proyectado bajo resultados GCAM BAU, agosto 2019.

Figura 2. Proyección de emisiones de CO₂ asociadas al sector del transporte, bajo GCAM BAU, 2010-2050



Fuente: Según lo proyectado bajo resultados GCAM BAU, agosto 2019.

En consecuencia, la mayor parte del consumo de energía y de la actividad vial se concentra en las zonas urbanas. Esta situación actual del mundo urbano de la región abre oportunidades para acciones rápidas y de gran alcance, ambientalmente sólidas y financieramente atractivas en ambos sectores; haciendo de las ciudades una parte clave de la solución. Embarcarse en el camino para electrificar el sector del transporte, junto con la transición hacia un sector de la electricidad totalmente renovable, podría contribuir a una descarbonización rentable. La realización de sinergias e interrelaciones entre sectores de la economía deriva en beneficios económicos potencialmente más altos y un mayor impacto de mitigación.

Las medidas propuestas en este informe encajan en el molde de la acción climática audaz, como reclama la Cumbre del Clima del Secretariado General de las Naciones Unidas y la Comisión Global sobre la Economía y el Clima (Nueva Economía Climática)⁸, que pueden generar nuevos empleos, ahorros económicos, oportunidades de mercado y un mayor bienestar. Las acciones para descarbonizar también se pueden enmarcar en el contexto de una economía verde, definida por el PNUMA como “aquella que tiene como resultado un mejor bienestar humano y equidad social, al tiempo que reduce significativamente los riesgos ambientales y la pobreza ecológica” (PNUMA, 2012).

La ruta acoplada, el escenario de intervención, consiste en acciones para descarbonizar ambos sectores a mediados de siglo:⁹



Sector eléctrico: se asume que toda la demanda de electricidad futura (16.7 EJ) será satisfecha por completo mediante una combinación de tecnologías renovables para el 2050.¹⁰ A partir del 2020, no se pondrían en servicio nuevas unidades de generación de electricidad a base de combustibles fósiles. Las unidades de generación mediante carbón ya existentes quedan fuera de servicio para el 2030 y las de gas para el 2050. También considera la integración de la red regional y el despliegue local de recursos energéticos descentralizados (DER) durante este período. Teniendo en cuenta las tendencias actuales con respecto a la energía solar fotovoltaica distribuida, se estima que la energía solar fotovoltaica distribuida alcanzará un gran porcentaje de la capacidad instalada total de energía solar para el 2050.

Sector del transporte: se asume que todos los modos de transporte de carga y pasajeros, excepto el transporte aéreo¹¹, cambiarán a propulsión eléctrica para el 2050; y en ese momento no habrá una flota de motores de combustión interna (MCI) en funcionamiento.¹² Específicamente, se considera un cambio al modo eléctrico para todos los sistemas existentes y nuevos de Buses de Tránsito Rápido (BRT) para el 2025.¹³ La flota de automóviles se vuelve 10% eléctrica para el 2025, 60% eléctrica para el 2040 y estará completamente electrificada para el 2050. Se espera la misma tasa de conversión de camiones ligeros y todos los autobuses, mientras que toda la carga ferroviaria y el transporte de pasajeros estarán electrificados para el 2040. Además, todos los vehículos marítimos y el transporte pesado de carga por carretera estarán totalmente electrificados para el 2050.

8. <https://newclimateeconomy.report/>

9. Este escenario fue descrito primero por Carbono Cero América Latina versión 1.0.

10. La relación de nueva capacidad instalada considerada en el escenario de cero emisiones es 50% eólica, 38% solar fotovoltaica, 5% termosolar, 5% geotérmica y 2% hidroeléctrica. (La disponibilidad limitada de nuevos sitios y las crecientes preocupaciones ambientales y sociales moderarán el rápido despliegue de la capacidad hidroeléctrica. La fracción de solar FV incluye la gran escala y la distribuida de menor escala. Ver el Capítulo 7 y el Anexo 7 para obtener detalles adicionales sobre el escenario de intervención.

11. El transporte aéreo no se consideró en el escenario de intervención (ver Capítulo 2).

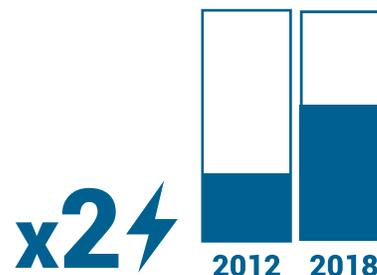
12. El escenario de intervención supone que hay una transición más rápida a los medios eléctricos para automóviles y autobuses, una transición más lenta para camiones y rieles y una transición aún más lenta para embarcaciones. Los detalles del calendario de transición se incluyen en el Anexo 7.

13. Si bien este cambio no producirá reducciones sustanciales en los combustibles fósiles, podría ser un cambio significativo con beneficios visibles en las zonas urbanas, así como estimular el desarrollo del mercado de medios eléctricos para vehículos de transporte público.

2. El estado actual y futuro de los sectores de la electricidad y el transporte de la región de ALC bajo el escenario BAU (Business As Usual)

Sector de la Energía

Los primeros pasos de la transición hacia una matriz eléctrica totalmente renovable ya están vigentes en la región. ALC tiene uno de los sectores eléctricos más limpios del mundo. Las energías renovables ya representan el 58% de la capacidad instalada total, con la energía hidroeléctrica como la fuente más importante (46%). Las energías renovables no convencionales han duplicado su capacidad instalada desde el 2012, representando el 12% del total en el 2018 (Figura 3).



El aumento en la participación de las energías renovables ha reducido la intensidad de carbono del sector en un 15% en los últimos 3 años (Figura 4); de un valor ya bajo de 285 tCO₂ / GWh en 2015 a 243 tCO₂ / GWh en 2018¹⁴, uno de los niveles más bajos a nivel mundial. Sin embargo, no todas las subregiones o países representan la situación regional general. La principal fuente de electricidad del Caribe sigue siendo los combustibles fósiles al 82% (McIntyre A., et. Al., 2016), con precios extremadamente altos en la electricidad, y todos los países siendo importadores de energía, excepto Trinidad y Tobago.

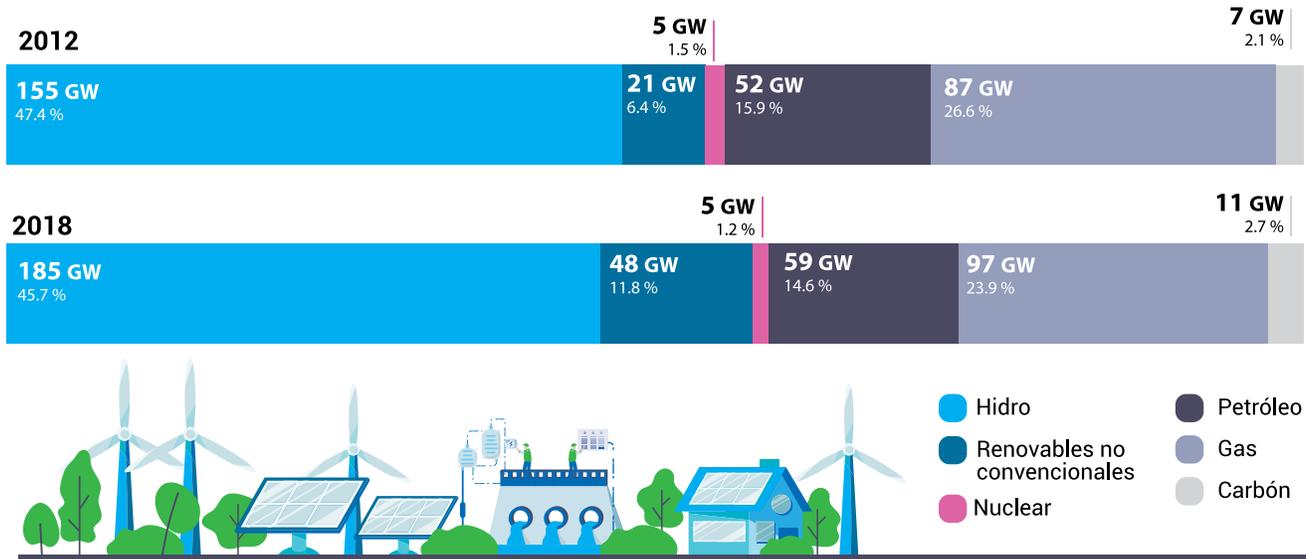
Desde el 2012, la capacidad instalada de renovables no convencionales ha duplicado su participación en la matriz regional a 11.8%. La energía renovable, incluyendo la hidroeléctrica, representa casi el **58% del total en 2018**.



Itaipú. Paraguay-Brasil

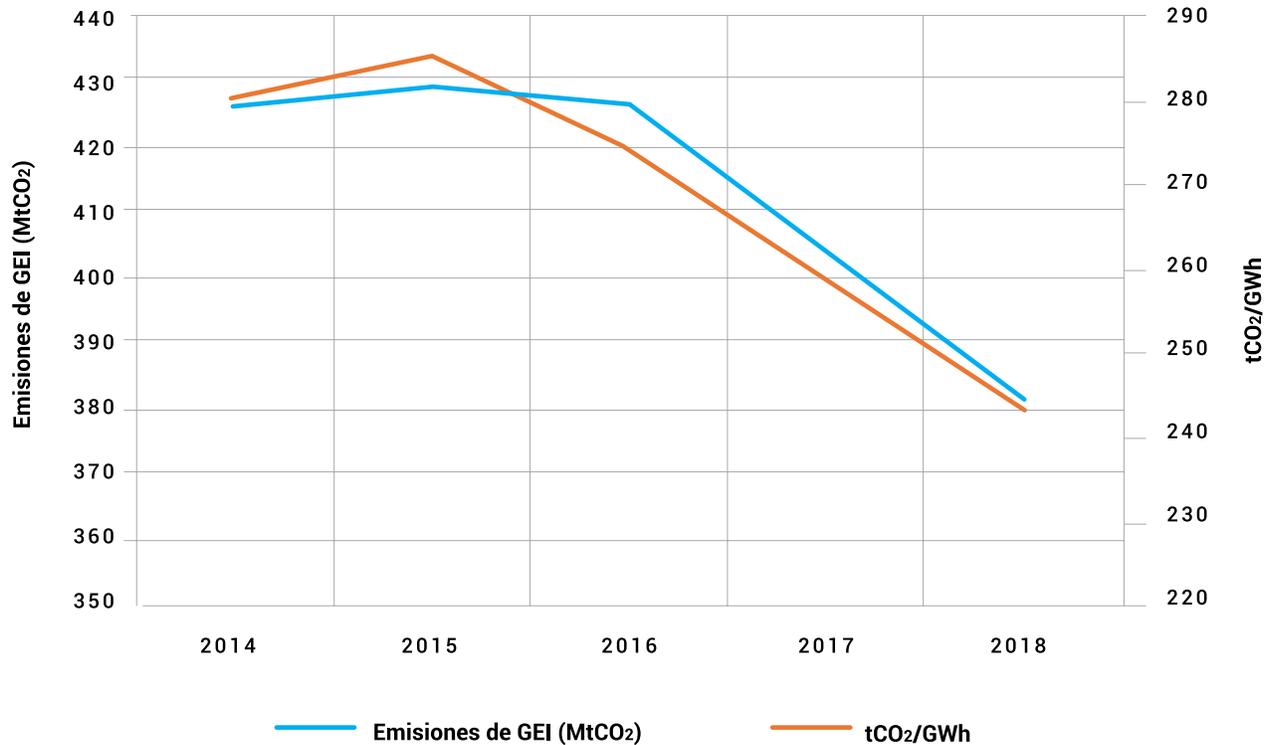
14. Base de datos GACMO, consultado en julio 2019

Figura 3. Evolución de la capacidad instalada de electricidad (GW) por fuente de energía, 2012 a 2018



Fuente: De datos en ENERDATA, accedidos en agosto de 2019.

Figura 4. Evolución de las emisiones de GEI del sector de la generación de electricidad, 2014-2018



Fuente: Basado en información provista por ENERDATA, accedido en agosto de 2019

Si bien algunos países de la región han alcanzado o están en proceso de alcanzar el 100% de energía renovable, y algunos más están alineando acciones y políticas hacia este objetivo, todavía se está muy lejos de lograr la neutralidad de carbono. Si no se desarrollan políticas y medidas adicionales para promover renovables no convencionales, el escenario BAU proyecta que las fuentes fósiles generarán alrededor del 60% de la electricidad para el 2050 (Figura 5).

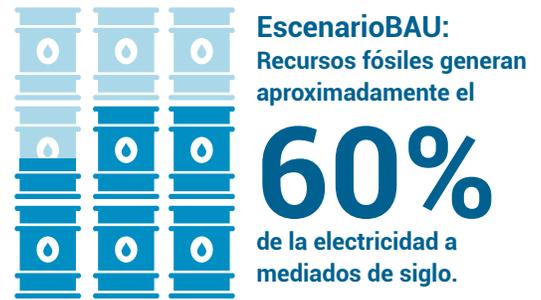
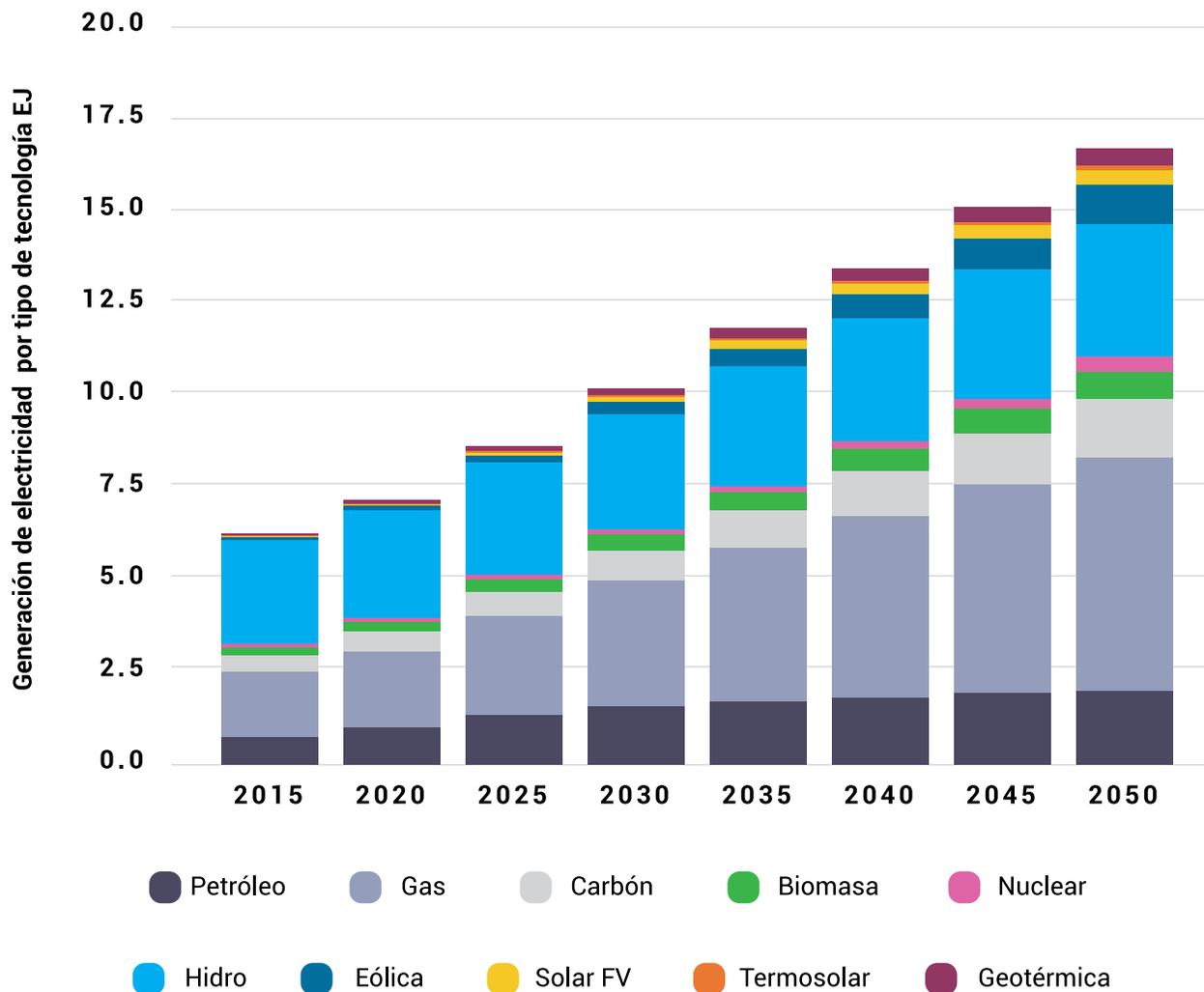


Figura 5: Proyección de generación de energía por tipo de tecnología bajo GCAM BAU (adición neta)¹⁵



Fuente: Según proyección bajo resultados GCAM BAU, agosto 2019

15. La fracción FV incluye tanto la generación de energía solar de gran escala como la capacidad en distribuida.

Sector del transporte



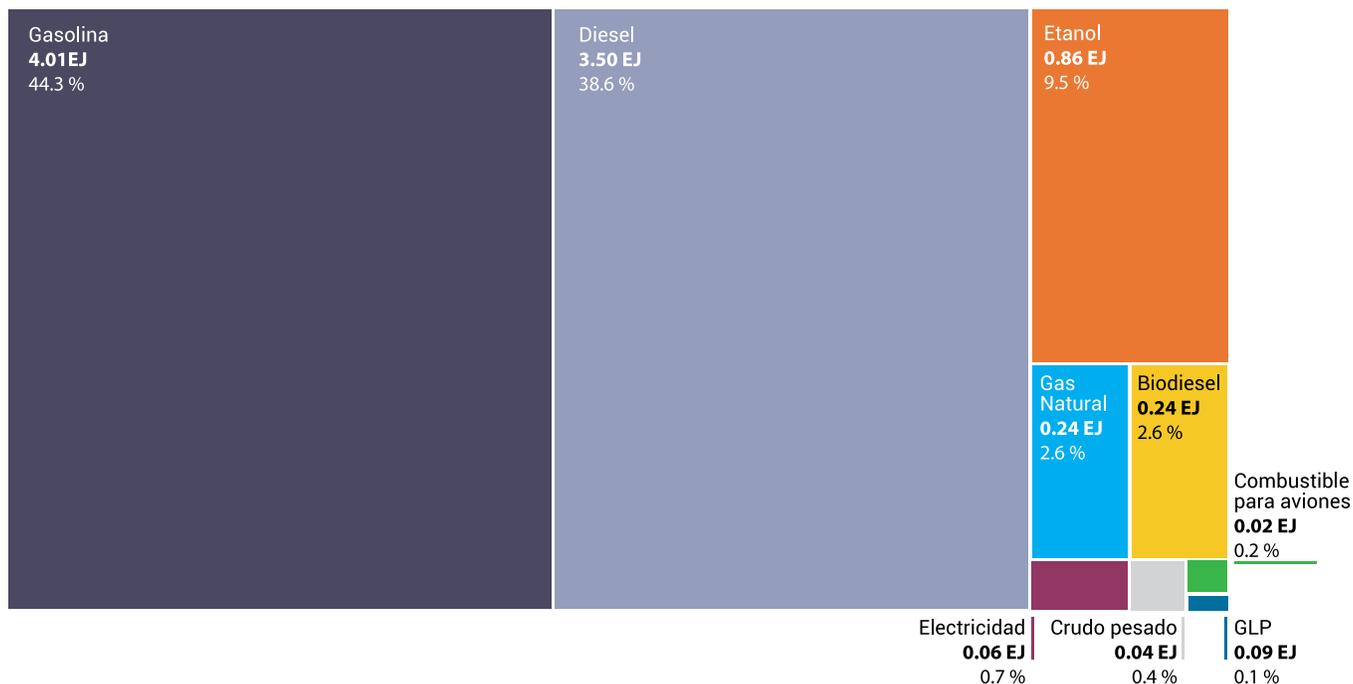
Aunque el transporte eléctrico ha evidenciado una adopción lenta en la región, la demanda de electricidad en el sector del transporte se ha multiplicado por 10 en los últimos 6 años.

La descarbonización del sector del transporte se ha movido más hacia mejorar la eficiencia energética y los estándares de emisiones de carbono. Sin embargo, sigue siendo el sector de la economía con el mayor uso de energía fósil y, por lo tanto, líder en términos de emisiones relacionadas con combustibles fósiles (15% de todas las emisiones regionales de GEI en 2018).¹⁶ El combustible diésel y la gasolina continúan siendo los combustibles más utilizados en el transporte, representando el 83% del total en términos de uso de energía (Figura 6).

El sector del transporte en la región incluye una gran flota de vehículos de transporte por carretera, donde la carga y los pasajeros, participan en partes aproximadamente iguales en el uso de energía y las emisiones de GEI. También incluye una importante flota ferroviaria, concentrada en unos pocos países (Brasil, Chile, Colombia y México), así como componentes de transporte marítimo (oceánico y fluvial) y aéreo.¹⁷

Mientras que los autobuses transportan una gran cantidad de pasajeros por kilómetro (pkm) y los camiones la mayor parte de la carga, los vehículos ligeros tienen una huella de carbono similar. El ferrocarril y el transporte marítimo son relevantes solo en unos pocos países. Como resultado, la flota de automóviles continúa produciendo la mayor parte de la huella de carbono en las áreas urbanas, a pesar de tener la tasa de pasajero-kilómetro más baja.

Figura 6. Combustibles utilizados en el sector del transporte en la región (Total: 9 EJ)



Fuente: Compilado de Enerdata a través de GACMO). Las emisiones de la producción de los combustibles no están incluidas. Las emisiones de electricidad se estiman asumiendo una matriz eléctrica renovable al 50% y una eficiencia tres veces mayor en la generación de trabajo. Se utiliza algo de carbón en las operaciones ferroviarias, pero el tonelaje es marginal.

16. Compilación en GACMO, consultado en agosto 2019 utilizando datos de ENERDATA.

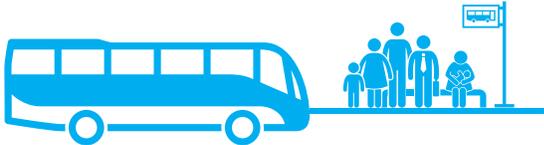
17. En el anexo 5 del informe se presenta el conjunto de la flota de transporte por carretera, de carga y de pasajeros de la región para algunos países.



Puerto de San Antonio Chile

Crédito: Ministerio de Transporte y Telecomunicaciones – Gobierno de Chile

En términos de pasajero-kilómetro (pkm), el transporte público tiene la mayor proporción de todas las modalidades. La región tiene una de las flotas de autobuses más grandes y el uso de autobuses per cápita más alto del mundo.



La región es líder mundial en sistemas de bus de tránsito rápido (BRT).¹⁸

Actualmente hay BRTs en 54 ciudades de América Latina. Estos incluyen 99 rutas BRT que operan con una extensión que supera los 1300 kilómetros en 10 países.¹⁹ Al menos tres BRT ahora incluyen o están a punto de adquirir autobuses eléctricos (Santiago de Chile, Bogotá y Curitiba) en sus rutas principales o secundarias. Santiago de Chile lanzó el primer BRT con una flota 100% eléctrica²⁰ con 389 autobuses eléctricos en total, y Colombia acaba de adquirir 379 autobuses eléctricos para TransMilenio. Estas ciudades tienen las flotas de autobuses eléctricos más grandes del mundo fuera de China. También hay 21 sistemas BRT adicionales en construcción y 10 en

expansión en la región.²¹ La región también ha sido pionera en el desarrollo de instituciones, protocolos de operación, e infraestructura para sistemas BRT, que podrían ampliarse o replicarse en otras ciudades para aumentar el impacto general sobre la movilidad y las emisiones.

Alrededor del 70% de la carga en la región es transportada por camiones. Hay un crecimiento continuo en la flota de camiones de todos los tamaños, y de los kilómetros recorridos por carretera, en respuesta directa al aumento de la actividad económica y la demanda de exportaciones de alimentos, fibras, metales y minerales de los mercados internacionales y nacionales.

Eliminar las emisiones de esta flota heterogénea requeriría un enorme esfuerzo. El transporte de pasajeros y carga utilizan tecnologías muy diferentes y están impulsados por un conjunto diferente de factores económicos. Asimismo, los vehículos ligeros y pesados presentan realidades de mercado muy diferentes. El ferrocarril y el transporte marítimo operan bajo una gestión y operaciones muy diversa. Hay una gran parte de la economía que se basa en el sistema actual de transporte y debe incluirse en el proceso para facilitar los cambios necesarios.

18. BRTs o Sistemas de Bus de Tránsito Rápido es un sistema de transporte basado en autobuses con carriles de tránsito dedicados diseñados para mejorar la ocupación del espacio público y ofrecer mejoras en la movilidad del transporte de pasajeros en las ciudades.

19. <https://brtdata.org/>; consultado en agosto de 2019.

20. <https://www.electrive.com/2019/10/16/chile-launches-latin-americas-first-electric-bus-corridor/>.

21. <https://brtdata.org/>; consultado en agosto de 2019.

3. La economía de la energía renovable de la región en evolución

La región de América Latina y el Caribe tiene importantes recursos de energía renovable para la generación de electricidad. Su base de recursos tiene el potencial de proporcionar 22 veces las necesidades de electricidad de la economía global. La región cuenta con algunos de los mejores puntos a nivel global para explotar la energía solar (Atacama, Sonora-Chihuahua), eólica (Patagonia, Costa Atlántica de América del Sur, Istmo de Tehuantepec, Península de Guajira), mareomotriz (costa del Pacífico sur de América del Sur), geotérmica (Andes, Cordillera Central), e hidroeléctrica en toda la región.

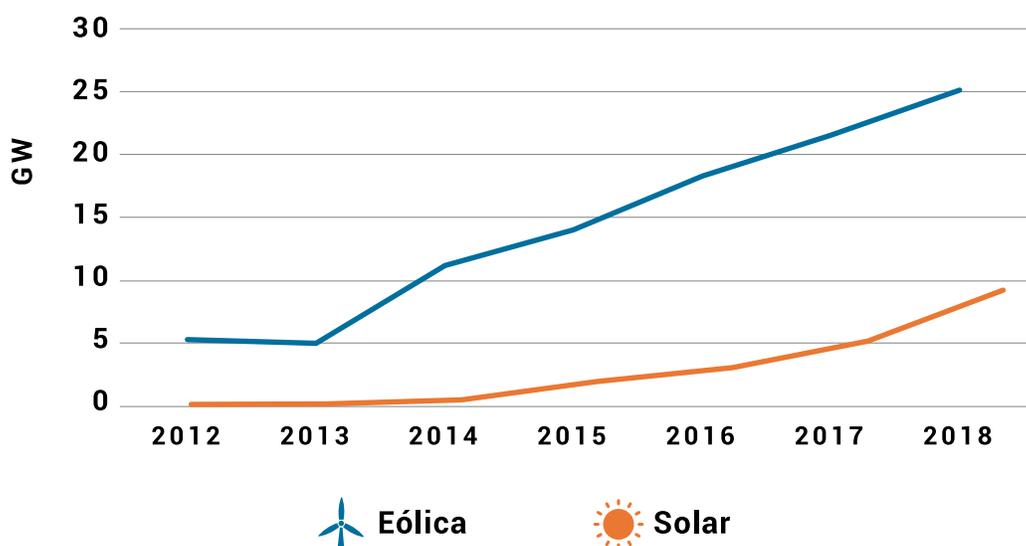


En los últimos 5 años, el sector de la energía renovable no convencional en América Latina y el Caribe recibió más de USD35,000 millones en inversiones (44% de los flujos mundiales de inversión extranjera directa).

Además de la dotación de recursos renovables, la inversión en energía renovable no convencional tiende a prosperar en países con condiciones habilitadoras bien diseñadas, lo que significa políticas claras y sólidas en energía renovable, incluidas subastas bien estructuradas. Como es el caso en México, Brasil, Chile y Argentina, que recibieron el 70% de los flujos de inversión totales de la región.²² Otros países que están comenzando a atraer inversión extranjera directa en 2018 son Colombia, El Salvador y República Dominicana, ya que han creado marcos legales y regulatorios que dan certidumbre a la inversión privada.

En términos de tecnologías renovables no convencionales, el 90% de los flujos de inversión totales de la región se destinaron a proyectos de energía solar y eólica. Desde el 2012, la capacidad instalada para la energía eólica aumentó en casi un 400%, y para la energía solar aumentó un 29,000% (Figura 7). Actualmente, las instalaciones de energía eólica y solar juntas superan los 50GW, que es casi un tercio de la capacidad de generación total instalada para alimentar Brasil. Se espera que esta tendencia creciente continúe debido a la importante línea de proyectos de energía solar fotovoltaica y eólica en construcción o contratados que, en muchos países, es mayor que la capacidad ya en operación.

Figura 7. Evolución de la capacidad instalada eólica y solar FV en la región (GW), 2012-2018

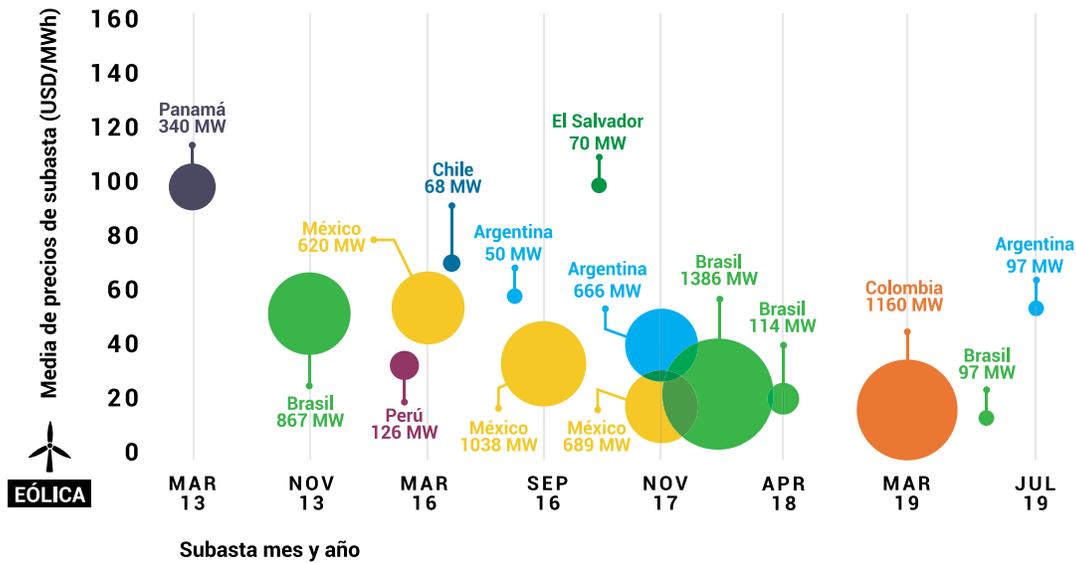


Fuente: Enerdata

22. Climatescope, 2019

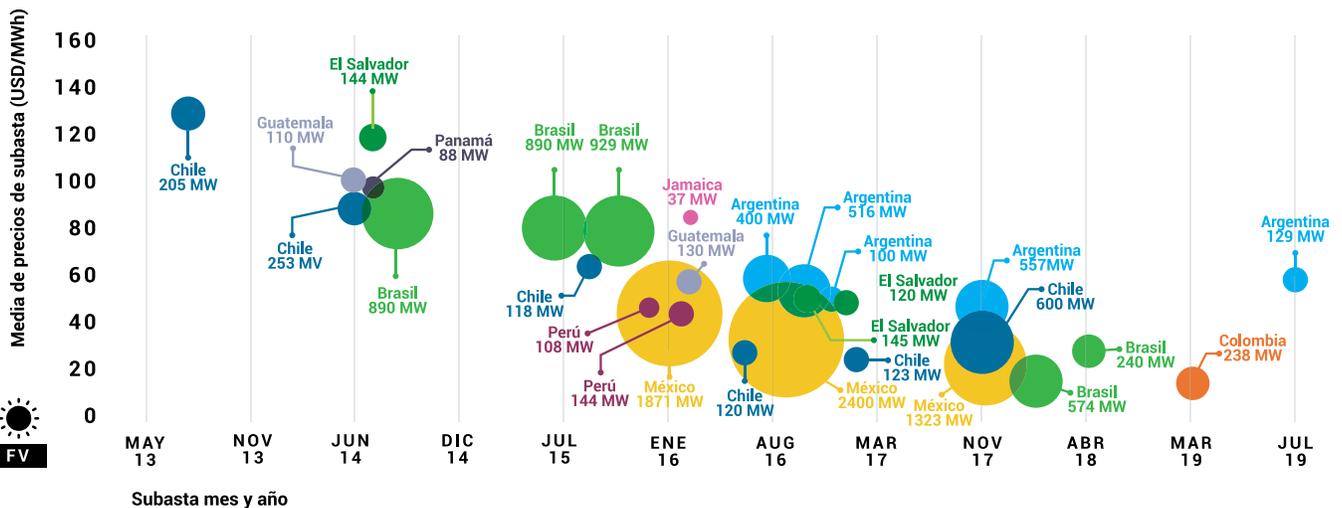
El rápido despliegue de las instalaciones de energía eólica y solar fotovoltaica fue impulsado por la disminución significativa en los costos de los componentes principales (turbinas eólicas y módulos fotovoltaicos) y las mejoras tecnológicas, que han llevado a una gran disminución en el costo normalizado de la energía (LCOE) a través de estas dos tecnologías. Las recientes subastas de instalaciones de energía eólica y solar fotovoltaica en la región confirman la tendencia a largo plazo de mejora de la competitividad económica. Los precios subastados han caído, entre 2013 y 2019, más del 80% para ambas tecnologías (Figuras 8 y 9).

Figura 8. Evolución de los precios de subasta de proyectos eólicos en América Latina y el Caribe, 2013-2019



Fuente: Basado en datos de Nagendran S., 2017 y datos recientes de la industria.

Figura 9. Evolución de los precios de subasta para proyectos solares FV en ALC, 2013-2019

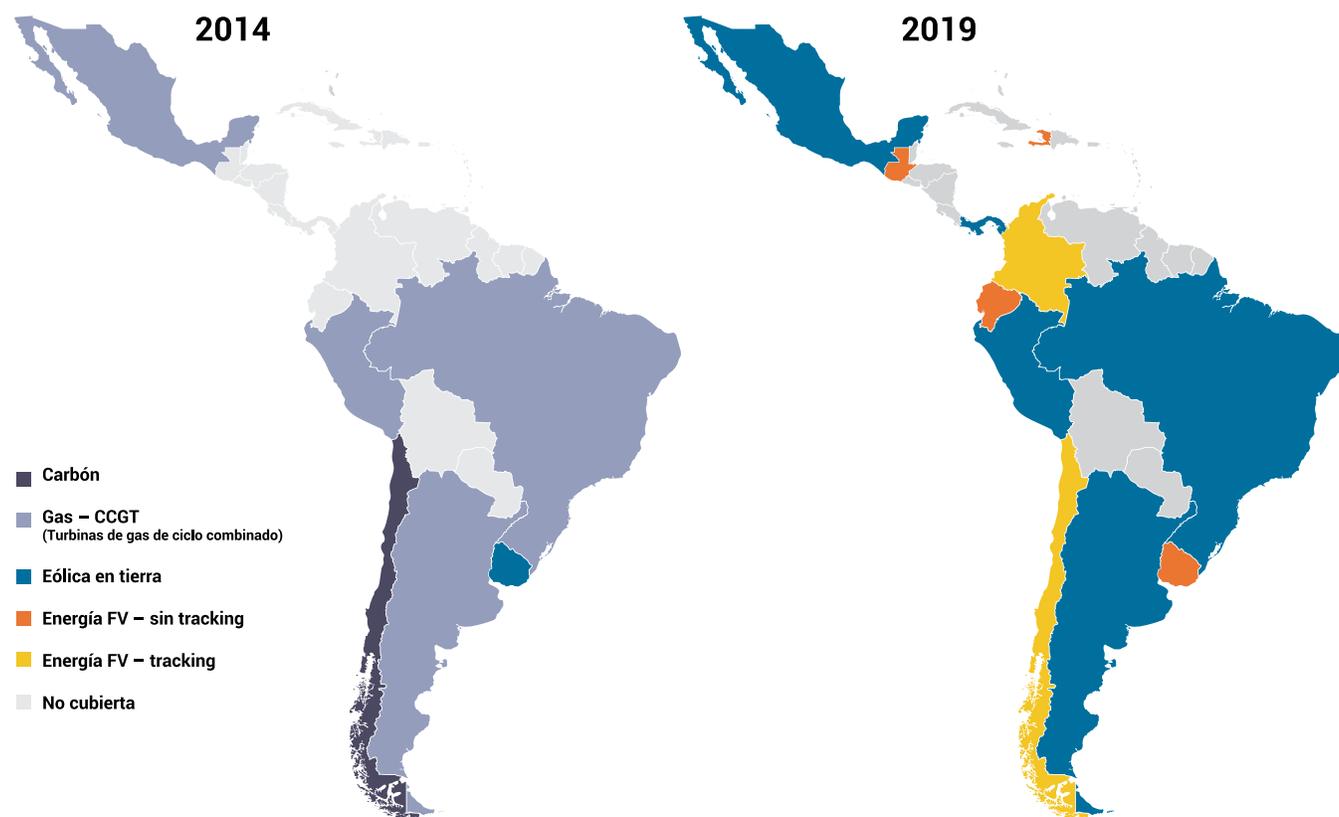


Fuente: Basados en datos de Nagendran S., 2017 y datos de la industria.

El LCOE para la energía solar fotovoltaica y eólica alcanzó paridad de costos con la generación basada en hidrocarburos en algunos países de ALC. Las nuevas plantas fotovoltaicas eólicas y solares son más económicas que las nuevas plantas de carbón y gas en algunos países de ALC, lo que hace que la vía de la energía renovable sea una opción sin arrepentimiento. Estas tecnologías están ganando la carrera para convertirse en las fuentes más económicas de nueva generación. En muchos países, como Perú, México, Uruguay, Argentina y Brasil, la energía eólica está por debajo de los LCOE para los combustibles fósiles. En el caso de la energía solar fotovoltaica, Chile tiene uno de los LCOE más bajos del mundo, mientras que en Perú, Chile, Colombia y México la energía solar ya es competitiva en costos con los combustibles fósiles. La Figura 10 muestra que, por razones puramente económicas, será cada vez más difícil justificar las inversiones para la generación de electricidad utilizando combustibles fósiles en algunos países.

Si bien se reconocen los desafíos y las diferencias entre las circunstancias nacionales, se considera que una descarbonización total del sector de la electricidad es técnica y económicamente viable, así como atractiva desde el punto de vista financiero, habida cuenta de la considerable dotación de recursos, el marco normativo bien estructurado, las mejoras tecnológicas, las reducciones abruptas de los costos y la sólida capacidad institucional. Además, el hecho de que 7 países de la región hayan sido nombrados mercados atractivos para inversiones en energía limpia es indicativo de las oportunidades en ALC para lograr la descarbonización del sector eléctrico para el 2050. Específicamente, Chile, Brasil, Argentina y Perú están en el Top 10 y Colombia, Panamá y Uruguay llegaron a los Top 20 países más atractivos para inversiones en energía limpia de 104 naciones.²³

Figura 10. La fuente más competitiva de nueva generación de energía a gran escala en 2014 y 2019



Fuente: CFLI, 2019. Este mapa muestra la tecnología con el LCOE de referencia más bajo en cada mercado, excluyendo subsidios o créditos fiscales.

23. Climatescope 2019, consultado en diciembre 2019 <http://global-climatescope.org/results?region=lac>



Planta de energía solar Cerro Dominador, Chile
Foto por el Ministerio de Bienes Nacionales.

Sin embargo, a pesar de estas mejoras, la región se encuentra actualmente en una encrucijada para tomar decisiones estratégicas que definirán el futuro de su sistema eléctrico en términos de eficiencia, calidad, fiabilidad, seguridad y sostenibilidad. Según el informe, las represas, la mayor fuente de producción de electricidad en la actualidad (46% de la capacidad instalada total), producirán un cuarto menos debido a la variabilidad del agua para el 2040. Al ritmo actual, el gas superará a la energía hidroeléctrica como la principal fuente de producción de electricidad en aproximadamente 10 años, para el 2030. Aparte del aumento de las emisiones de GEI, esto creará un bloqueo tecnológico durante muchos años y probablemente ponga a la región en un escenario difícil para cumplir con los objetivos del Acuerdo de París. Las naciones de América Latina y el Caribe deberían incluir la mayor proporción de energías renovables no convencionales en su matriz eléctrica, desalentando las tecnologías que contribuyen al cambio climático y que plantean incertidumbres económicas futuras.

4. Transmisión y distribución

La infraestructura de transmisión y distribución (T&D) es un elemento crítico del proceso de transición acoplada. El informe concluye que los elementos de gestión, estructurales y de recursos para apoyar un sistema regional inteligente ya están presentes en ALC.

La capacidad hidroeléctrica instalada en la región y el potencial renovable no convencional hacen de ésta una vía única para iniciar un camino de descarbonización aprovechando la complementariedad de la carga base y los recursos renovables intermitentes. Otro factor que podría apuntalar la descarbonización del sector eléctrico son los sistemas eléctricos interconectados existentes en la región y los enlaces de país a país que forman la base para un mayor esfuerzo de integración. El fortalecimiento de la interconexión de las redes eléctricas proporcionaría beneficios en términos de mejores condiciones de oferta y demanda y, por lo tanto, potencialmente menores costos generales de generación.

Sin embargo, todavía hay obstáculos y faltan instrumentos de política que podrían usarse para acelerar la transición hacia una red inteligente y regional. El informe concluye que una red regional diseñada para atender a un sistema de energía 100% renovable, y un mayor nivel de integración con la demanda, necesitaría:

a) Poder aceptar grandes cuotas de fuentes de energía renovable intermitentes o variables para amortiguar las fluctuaciones y aprovechar las complementariedades existentes entre las dotaciones de energía.



b) Proporcionar un enlace entre las principales reservas en diferentes zonas climáticas (áreas con pluviometría complementaria) que permita compartir efectivamente la carga base a escala regional.

c) Permitir la operación integrada de sistemas de almacenamiento y sistemas de gestión de la demanda.

d) Permitir la operación de generación distribuida en nodos conectados a la red para dar estabilidad y fiabilidad.

e) Proporcionar sistemas de transmisión eficientes, de bajas pérdidas y competitivos, a largas distancias y con capacidad suficiente.

f) Permitir la integración y la gestión de la oferta/demanda de una extensa flota de vehículos eléctricos.

g) Permitir un alto nivel de transparencia del mercado con reglas claras de acceso y competencia abierta.

El sistema T&D contará con la ayuda de una red más descentralizada, más cercana a las estaciones de carga que requieran menos infraestructura de este tipo. Particularmente, la generación distribuida renovable (GD), principalmente la energía solar fotovoltaica distribuida, está comenzando a ganar una mayor participación en el mercado renovable de

La Generación Distribuida renovable, principalmente la energía solar fotovoltaica distribuida, está comenzando a ganar una mayor participación en el mercado renovable de América Latina y el Caribe.

Casi 2GW de energía solar FV distribuida han sido instalados en la región durante la primera mitad del 2019.



870_{MW} Brasil	817_{GW} México	119_{MW} República Dominicana	27_{MW} Chile
-----------------------------------	-----------------------------------	---	---------------------------------

ALC. Para la primera mitad del 2019, se han instalado casi 2GW de energía solar FV distribuida en la región. Brasil (870MW),²⁴ México (817GW),²⁵ República Dominicana (119MW)²⁶ y Chile (27MW)²⁷ con la mayor participación.

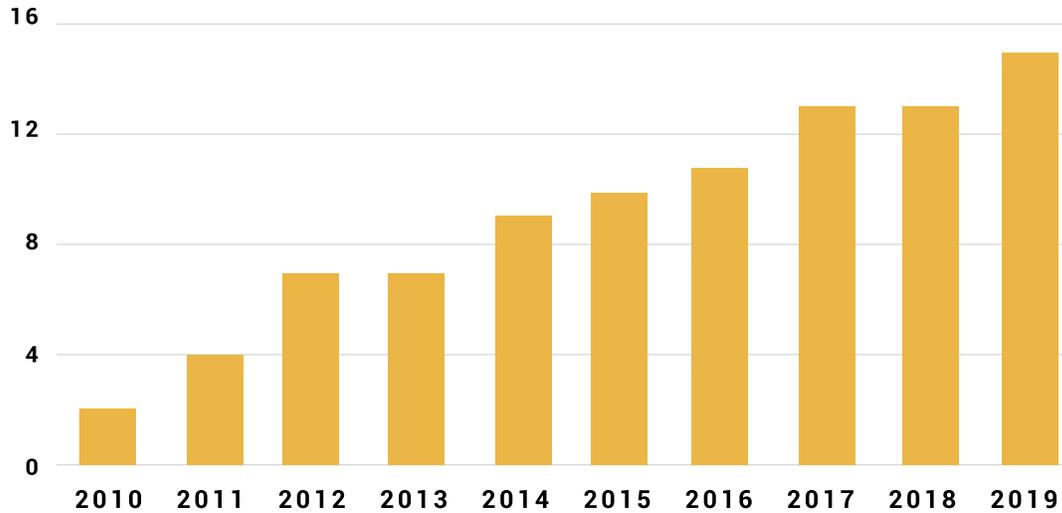
Los mercados emergentes para GD en América Latina están comenzando a florecer, incluidos Honduras, Colombia y Argentina. Un número creciente de países de ALC están emitiendo leyes de medición neta / facturación neta, y paquetes de incentivos para promover el despliegue de GD. A finales del 2010, solo dos países de la región habían prometido leyes de medición neta / facturación neta para promover la generación descentralizada a partir de fuentes de energía renovables. En cambio, en el 2019, al menos 15 lo han hecho (Figura 11).

24. <https://www.aneel.gov.br/>

25. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/483322/Estadisticas_GD_2019-1.pdf

26. <https://www.cne.gob.do/medicion-neta/>

27. <https://acera.cl/wp-content/uploads/2019/11/2019-10-Bolet%C3%ADn-estad%C3%ADsticas-ACERA.pdf>

Figura 11. Número de países en América Latina con leyes emitidas sobre medición/facturación neta, 2010-2019

Fuente: Estimación del autor con información de políticas de los países

A medida que más actores entren en el mercado de la prestación de servicios, el sistema eléctrico se desplazará hacia la descentralización, convirtiéndose en un sistema de sistemas, en el que el esquema tradicional de energía integrada verticalmente tendrá que adaptarse para integrar un gran número de DER (Recursos de Energía Distribuida). Los prosumidores, los vehículos eléctricos, la respuesta a la demanda y muchas más tecnologías y agentes que hacen uso de la red y brindan servicios auxiliares, como almacenamiento, generación, flexibilidad y otros, se están convirtiendo en una realidad lenta pero constante. Este nuevo sistema en red solo será posible con la digitalización del sistema eléctrico para crear una red inteligente. También abrirá oportunidades para que las empresas eléctricas tradicionales brinden servicios para los cuales ya tienen los conocimientos y las capacidades técnicas.

5. Tendencias tecnológicas y económicas del transporte eléctrico

Las características del sector del transporte de tener la mayor actividad de pasajeros en carretera concentrada en las ciudades, la alta tasa de utilización de autobuses per cápita y los patrones conocidos de transporte de carga, son elementos cruciales para garantizar su electrificación y desarrollar una industria auxiliar adaptada a las necesidades regionales.

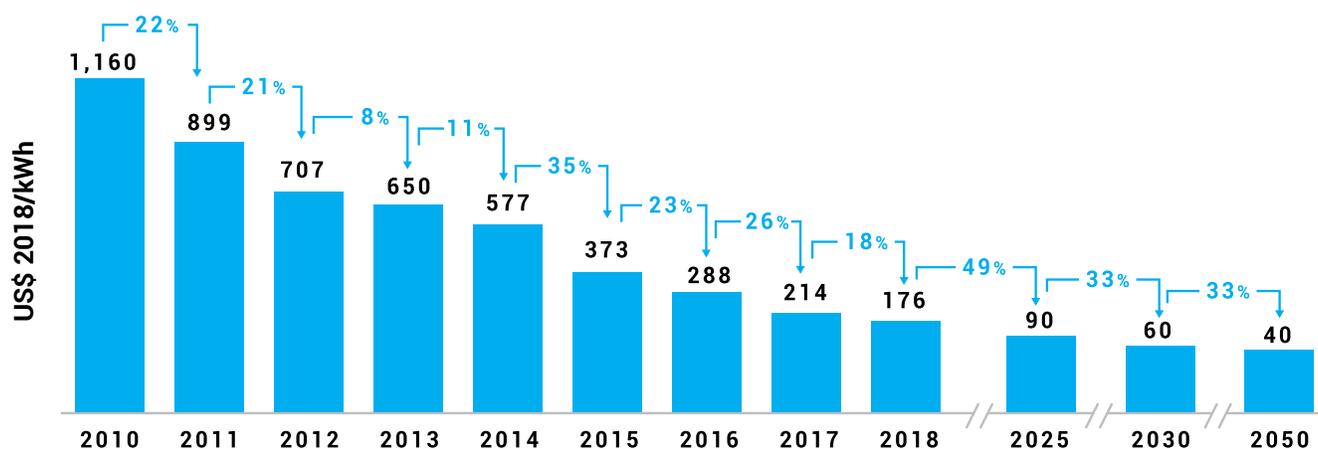


Los precios de las baterías han caído casi un 50% en 3 años (Figura 12).

El costo de los vehículos eléctricos está disminuyendo rápidamente, y las nuevas tecnologías que están entrando en el mercado, apoyadas también por la creciente preocupación por la calidad del aire y la congestión, permiten considerar una entrada más rápida en el mercado de las opciones de transporte eléctrico. Además, los aumentos en la densidad de energía de las baterías eléctricas han permitido mejoras en la autonomía del vehículo y la viabilidad de la entrada de vehículos pesados. Los desarrollos tecnológicos en curso incluyen:

- Despliegue de sistemas de baterías duales que podrían reducir los costos generales de las baterías para aplicaciones de trabajo pesado.
- Infraestructura de carga de alto rendimiento con voltajes adecuados para vehículos pesados.
- La entrada en el mercado de nuevos sistemas de baterías de alto rendimiento, que con el tiempo permitirá el uso de baterías más densas y ligeras.
- Desarrollo de autopistas eléctricas para vehículos eléctricos modificados para cargar mientras se conduce.

Figura 12. Costos históricos y proyectados de paquetes de batería ion litio para vehículos eléctricos, 2010-2050 (USD 2018/kWh)



Fuente BNEF, 2019; Bloomberg, 2019 y estimaciones del autor.

e) Por el lado del software, gestión de la demanda de las flotas de transporte.

Como se ha analizado, se identifican acciones comunes entre los países para la promoción de la movilidad eléctrica. Una de ellas es la electrificación de los sistemas de transporte público. Los legisladores continúan presionando para que el transporte público tenga cero emisiones. Los dos principales impulsores son la mejora de la economía, al tiempo que se cumplen los indicadores clave de rendimiento (KPI), y la creciente preocupación por los impactos en la salud y el medio ambiente de las emisiones de los autobuses con motores de combustión interna (ICE) en las ciudades. A este respecto, el impulso para los autobuses eléctricos está comenzando a construirse a nivel regional.



El costo total de propiedad (TCO) de los autobuses eléctricos está comenzando a alcanzar la paridad de costos con los autobuses de combustión interna en algunas ciudades de la región de LAC.

Esto se debe principalmente al desarrollo de nuevos modelos de negocio a través del proceso de licitación para el sistema de autobuses públicos que están impulsando la adopción de autobuses eléctricos, como en Santiago de Chile y Bogotá. La toma de decisiones de inversión bajo estos modelos de negocio se basó en el costo total de propiedad en lugar del precio de compra. En este sentido, el TCO de los autobuses eléctricos fue menor que el de los autobuses de combustión interna, debido principalmente a una reducción del 70% en los gastos operativos. Las características y requisitos de los autobuses en la región son diferentes de los que se están desarrollando en otros lugares (capacidad, control climático, longitudes de ruta). La edad de las flotas de autobuses en América Latina es muy diversa; en algunos casos, alcanzando hasta más de 20 años de operación. Por esta razón, a corto y medio plazo se licitará un gran número de autobuses en toda la región. Esto abre una ventana de oportunidad para aumentar el despliegue de los autobuses eléctricos. Además, las ciudades con normas de emisiones más estrictas (EURO VI) pueden transitar más fácilmente hacia el transporte público de emisiones cero, ya que se reduce la diferencia de precios de compra entre los autobuses eléctricos y los autobuses de combustión interna.



Las políticas y regulaciones jugarán un papel crítico para descarbonizar completamente los sistemas de transporte público.

Objetivos claros y una hoja de ruta son imprescindibles para el desarrollo de esta nueva estructura de mercado. Esto implica políticas que apoyen el despliegue de los sistemas públicos de transporte eléctrico y la entrada de nuevos actores en el mercado eléctrico. La promoción de la movilidad eléctrica implica una coordinación transversal entre sectores. Aunque se considera un problema de transporte, involucra al sector energético y a todos sus actores en el subsector de la electricidad, desde generadores hasta minoristas de electricidad. Las decisiones tomadas hoy en el sector del transporte definirán el futuro del clima. Se están tomando decisiones en muchas ciudades para cambiar grandes flotas de autobuses con tecnologías sucias (vehículos de combustión interna) que estarán en el mercado durante al menos 15 años, creando activos bloqueados. La renovación de flotas es una excelente oportunidad para la transición a vehículos eléctricos.

En 2019 se ha hecho más evidente la electrificación de otros segmentos del transporte, como las flotas oficiales, las flotas de reparto y de carga, así como las de saneamiento público. En su mayoría, consisten en proyectos piloto para evaluar el rendimiento de la tecnología para su posterior ampliación. El transporte de carga por carretera ofrece oportunidades de electrificación en los lugares de utilización, lo que resulta particularmente atractivo para las ciudades (alrededor del 70% del transporte de carga de la región se realiza en camiones). Los camiones eléctricos de pequeño tamaño ofrecerán una oportunidad para aplicaciones de carga, como la entrega en el “última milla” y la pequeña logística, en particular en las zonas urbanas. En este segmento, los TCO (análisis de Costo Total de Propiedad) están empezando a alcanzar valores atractivos en comparación con los de los pequeños camiones de combustión interna y, por lo tanto, están empezando a evolucionar los mismos modelos de negocio en la región.

En términos de infraestructura de carga para vehículos eléctricos, ha habido un aumento en su despliegue. Ésta ha sido desarrollada principalmente

por inversionistas estratégicos, tales como compañías de petróleo, gas y electricidad, y fabricantes de automóviles. México se destaca en términos absolutos, como el país con el mayor número de estaciones de carga pública en la región. Mientras que Barbados, se destaca como el país con la mayor cobertura de infraestructura de recarga por densidad de población o número de vehículos eléctricos registrados. Por otro lado, en 2019, México lanzó el corredor de vehículos eléctricos más largo (también conocido como el “electrocorredor”) en América Latina y el Caribe con una distancia de 620 km. Uruguay fue el primer país de la región en instalar su corredor eléctrico, seguido por Brasil. Por su parte, Chile, así como otros países y ciudades, está desplegando infraestructura de carga con el propósito de extender los radios de autonomía de los vehículos eléctricos (Figura 13).

A medida que aumentan las flotas de vehículos eléctricos y la infraestructura de carga asociada, se vuelve más importante fomentar la interoperabilidad, la estandarización, la gestión de la infraestructura y los sistemas de comercialización de recarga. Un aspecto vital que todavía tiene la posibilidad de ser explorado más profundamente es la integración de la red eléctrica (distribución) nacional y local con la infraestructura de recarga necesaria para permitir el desarrollo de la movilidad eléctrica a gran escala.

Por otro lado, el interés del consumidor en los vehículos eléctricos está creciendo a medida que los fabricantes de automóviles lanzan más modelos. Este contexto señala una transición prometedora en el sector del transporte.



Figura 13. Corredores eléctricos para vehículos eléctricos en ALC, 2019



Fuente: Informe de Movilidad Eléctrica 2019, MOVE, PNUMA, 2019

6. Beneficios y costos económicos de una descarbonización acoplada

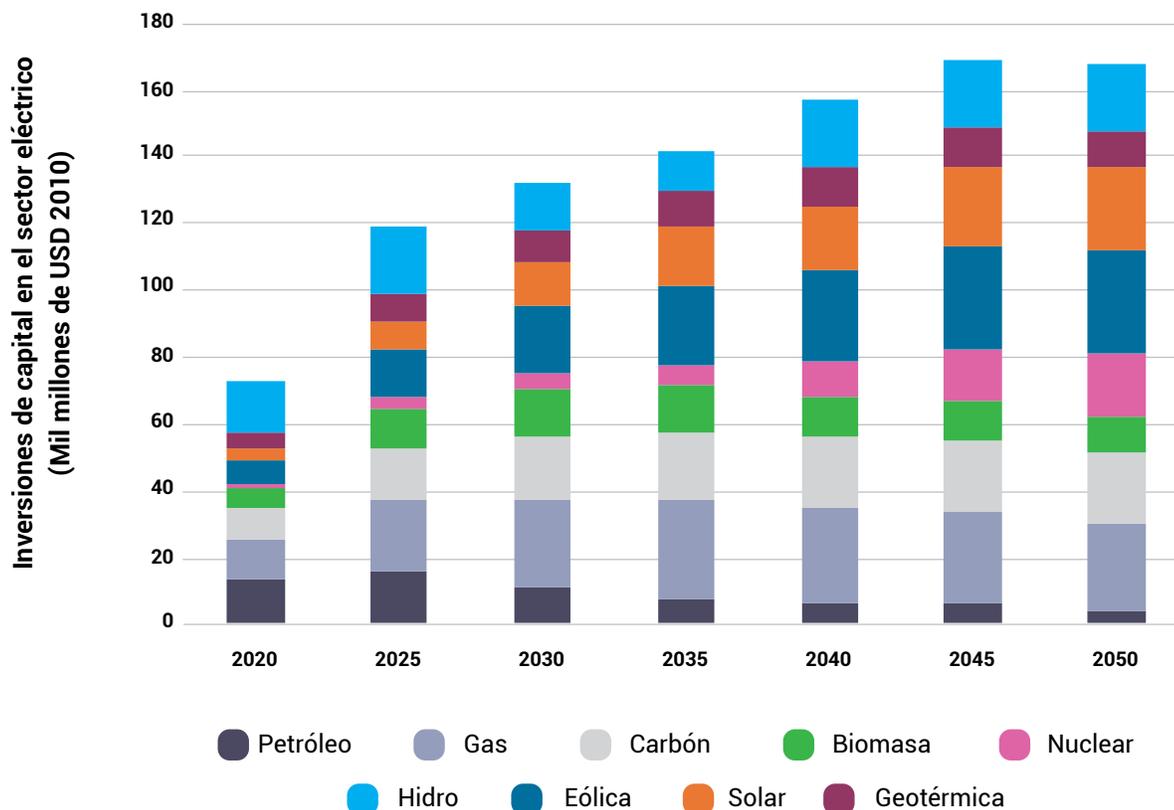
En este informe, una transición acoplada se refiere a la descarbonización combinada del sector de la electricidad y el transporte aprovechando las sinergias y los vínculos entre estos dos para acelerar el proceso de descarbonización. Una transición acoplada no sólo apunta a alcanzar cero emisiones para el 2050, sino que también tiene el potencial de hacer crecer la economía de la región al tiempo que mejora la salud pública.

Requisitos reducidos de inversión de capital

Para el 2050, se prevé que la demanda de electricidad casi se triplique (16.7 EJ) según los resultados del modelo. Esto no incluye la futura demanda de electricidad causada por un sector del transporte electrificado, que requerirá una importante capacidad instalada adicional. Satisfacer la demanda de electricidad en 2050 con una

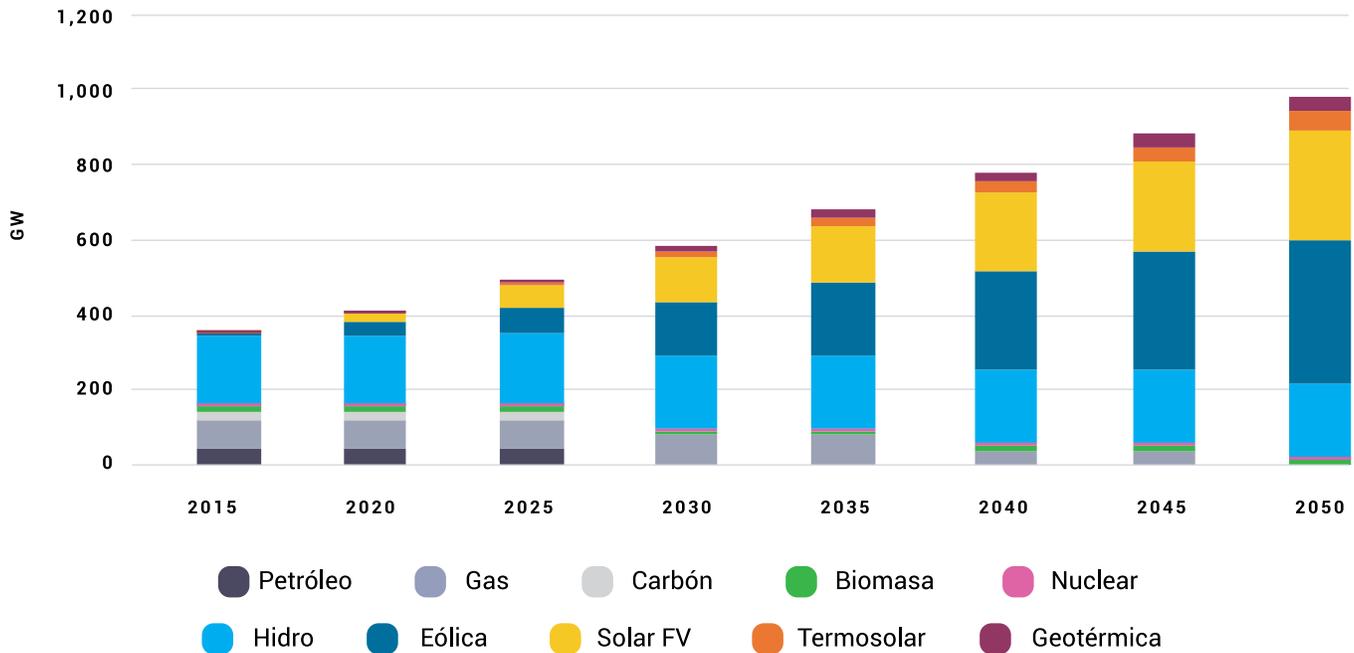
matriz de generación basada en combustibles fósiles (escenario BAU) aumentaría 2.4 veces las emisiones de CO₂ hasta 1,200 millones de toneladas. Esto colocaría a la región más lejos del Acuerdo de París. Además, el volumen de inversión requerido en capacidad instalada se estima en USD 1,083 mil millones (2018) (Figura 14). Una matriz eléctrica totalmente renovable como se muestra en la Figura 15, generará cero emisiones de CO₂ y requerirá una inversión de capital sustancialmente menor que una generación basada en combustibles fósiles (USD 800 mil millones), lo que resultará en una reducción del CAPEX de USD 283 mil millones para el 2050 (Figura 16). Por otro lado, las inversiones de capital vinculadas al escenario con el cumplimiento del Acuerdo de París (RCP 2.6), que incluye una fuerte dependencia en la captura y almacenamiento de carbono mientras se mantiene una fuerte participación de los combustibles fósiles, serían considerablemente más altas (USD 2,200 mil millones (2018)) (Figura 17). Claramente, una ruta que aprovecha la competitividad de las energías renovables en la región requiere menos capital.

Figura 14. Inversión de capital en el sector de la electricidad, para el quinquenio 2020-2025, según el escenario GCAM-BAU



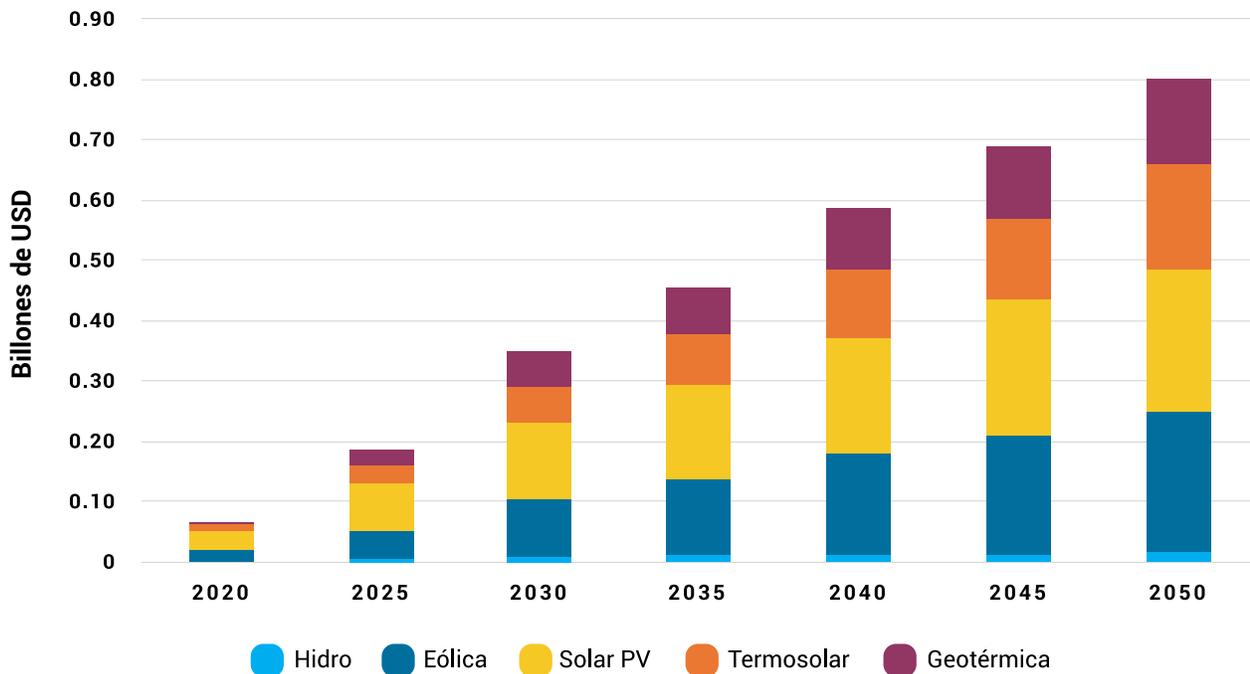
Fuente: Según lo proyectado bajo los resultados GCAM BAU, agosto de 2019

Figura 15. Capacidad instalada acumulada, por fuente, bajo el escenario de intervención, 2015-2050 (adiciones netas)



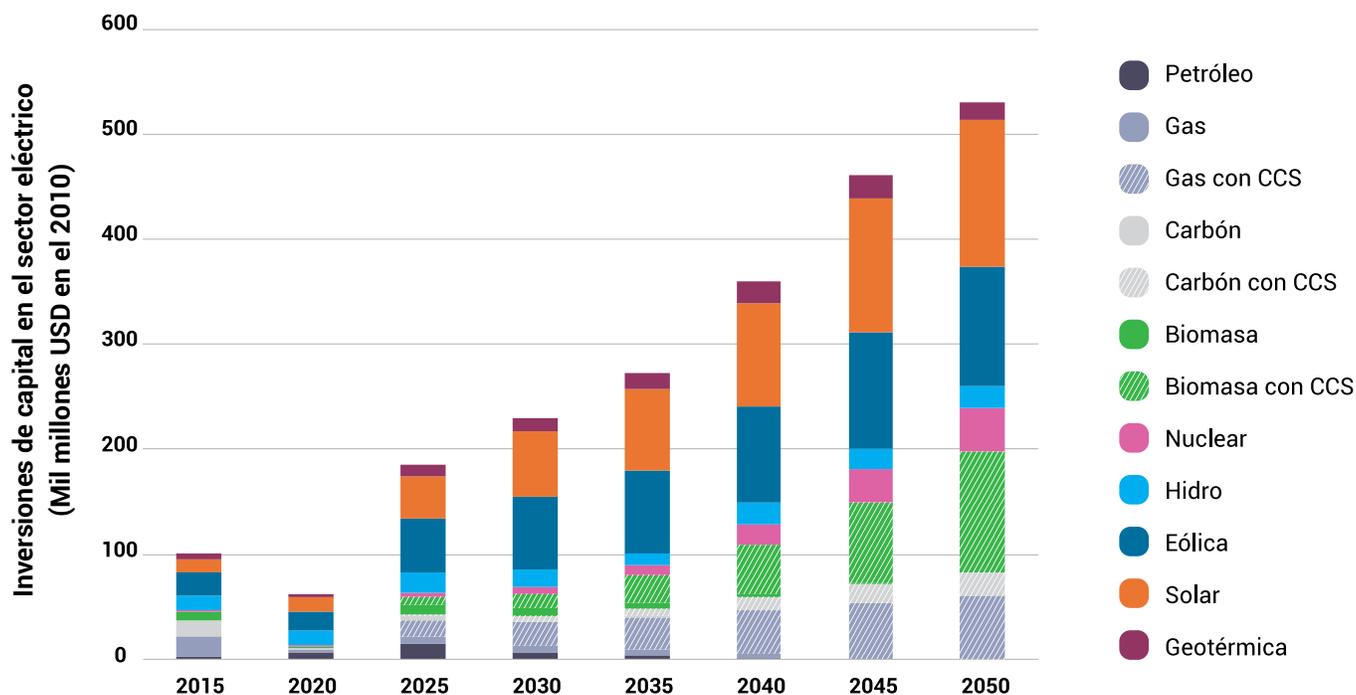
Fuente: Estimaciones del autor

Figura 16. Inversiones de capital anuales acumuladas requeridas en el sector eléctrico, 2020-2050, bajo el escenario de intervención.



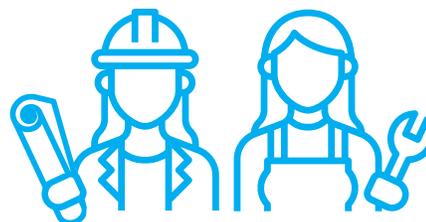
Fuente: Estimaciones del autor

Figura 17. Inversiones de capital necesarias en el sector eléctrico, 2020-2050, en el marco del escenario de cumplimiento del Acuerdo de París (RCP 2.6)



Fuente: Proyectado bajo el escenario GCAM RCP 2.6, agosto 2019

Muchos países están desarrollando marcos legales y regulatorios que crean las condiciones propicias para el despliegue de energía solar fotovoltaica distribuida. En algunos países, la energía fotovoltaica distribuida ya es un mercado importante (México, Brasil, Chile y República Dominicana), en otros está creciendo rápidamente (Colombia, Argentina y Honduras). En este sentido, si las tendencias actuales continúan, en el escenario de intervención, se espera que la energía solar fotovoltaica distribuida alcance un gran porcentaje de la capacidad instalada total de energía solar fotovoltaica para el 2050:²⁸ La penetración de la descentralización está creciendo. Al igual que en el caso de la gran escala, para desbloquear el potencial distribuido de la energía solar fotovoltaica es fundamental aplicar marcos jurídicos y reglamentarios sólidos adaptados a las instalaciones de pequeña escala que aborden las principales barreras del mercado, como los procedimientos para la concesión de permisos de generación, las normas técnicas y las reglas de conexión a la red, entre otras.



El sector de la GD renovable es un mercado estratégico para fomentar la innovación y promover nuevas empresas y la creación de empleo.

Esto podría lograrse mediante el desarrollo de programas de capacitación de instaladores, certificación de estándares tecnológicos y criterios de elegibilidad para empresas de instalación. El desarrollo de la industria fotovoltaica distribuida local ayudará a crear nuevas fuentes de empleo y a aumentar la competitividad de los países en una industria global en evolución.

28. BNEF New Energy Outlook 2019 estima que la participación de la energía solar FV a pequeña escala será del 37% de la capacidad total de energía solar FV para el 2050.

Menores costos de electricidad y material rodante

El LCOE para las tecnologías de energía solar FV, eólica e hidroeléctrica continúa disminuyendo, alcanzando y superando la paridad de costos con la generación basada en hidrocarburos para el 2050 (Figura 18). Vale la pena señalar que los LCOE presentados en la Figura 18 son un promedio para la región. El LCOE de la energía eólica en tierra y solar fotovoltaica ya mejoran al gas natural y al carbón, mientras que la energía eólica en alta mar y solar fotovoltaica con almacenamiento se espera que lo hagan antes de 2030. El coste total de propiedad de la energía hidroeléctrica y geotérmica ya es competitivo con los combustibles fósiles. La energía marina sigue siendo relativamente cara, pero justifica las inversiones en I+D, dados los considerables recursos disponibles en la región.

La comparación de los LCOE proyectados (Figura 18) indica que, por razones puramente económicas, será cada vez más difícil justificar las inversiones para la generación de electricidad con combustibles fósiles. El carbón ya no es competitivo en muchos países y no hay razones sólidas para instalar nuevas plantas de carbón en la región. Además, los argumentos a favor de nuevas inversiones en gas natural son cuestionables. La eólica supera al gas natural, y la energía solar FV

lo desafía, e incluso si las diferencias actuales son pequeñas, las inversiones en capacidad de gas natural ya no parecen ser competitivas (Figura 18).

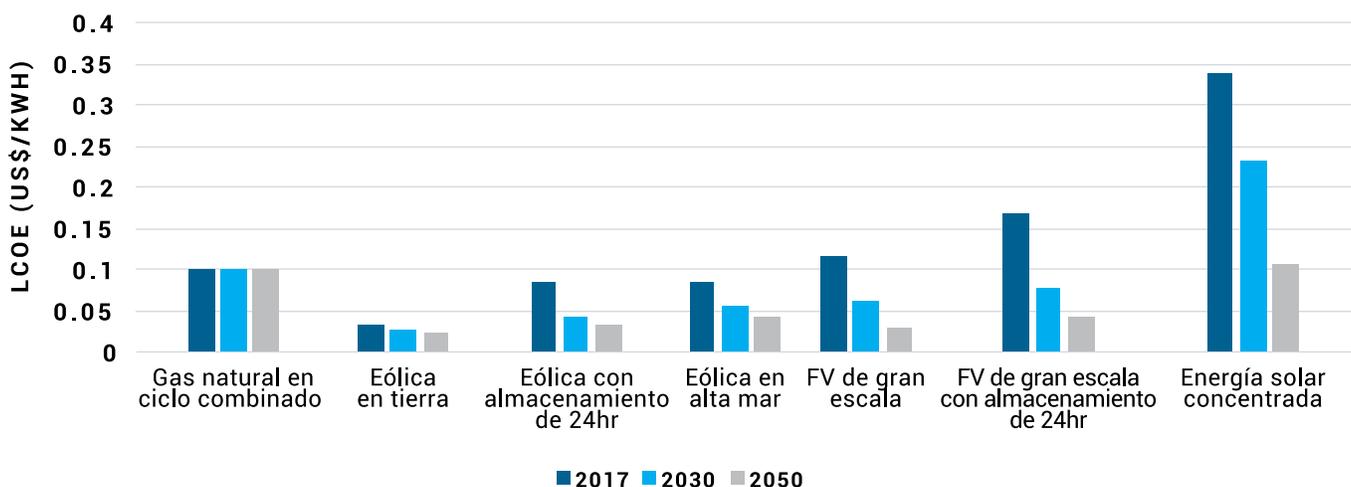
El despliegue de la energía solar fotovoltaica y eólica con almacenamiento proporciona una capacidad garantizada a estas tecnologías y se prevé que también será competitiva con las centrales de gas natural. Los nuevos avances tecnológicos tienen el potencial de acelerar las diferencias de competitividad económica.

Las energías renovables baratas prepararán el camino para la descarbonización de la electricidad. Se prevé que la reducción de los costos de capital y operacionales asociados a la energía eólica, solar, geotérmica e hidroeléctrica se traduzca en menores costos de generación de electricidad (LCOE). El LCOE proyectado en el escenario de intervención para 2050 se estima en USD 0.048 por kWh (un 50% menos que en el escenario BAU).²⁹ El costo estimado de la generación en el escenario BAU es de 0.097 USD/kWh.



Cambiar a una matriz de energía renovable generaría un ahorro significativo en los costos de electricidad para la economía regional de USD 222,700 millones para mediados de siglo.³⁰

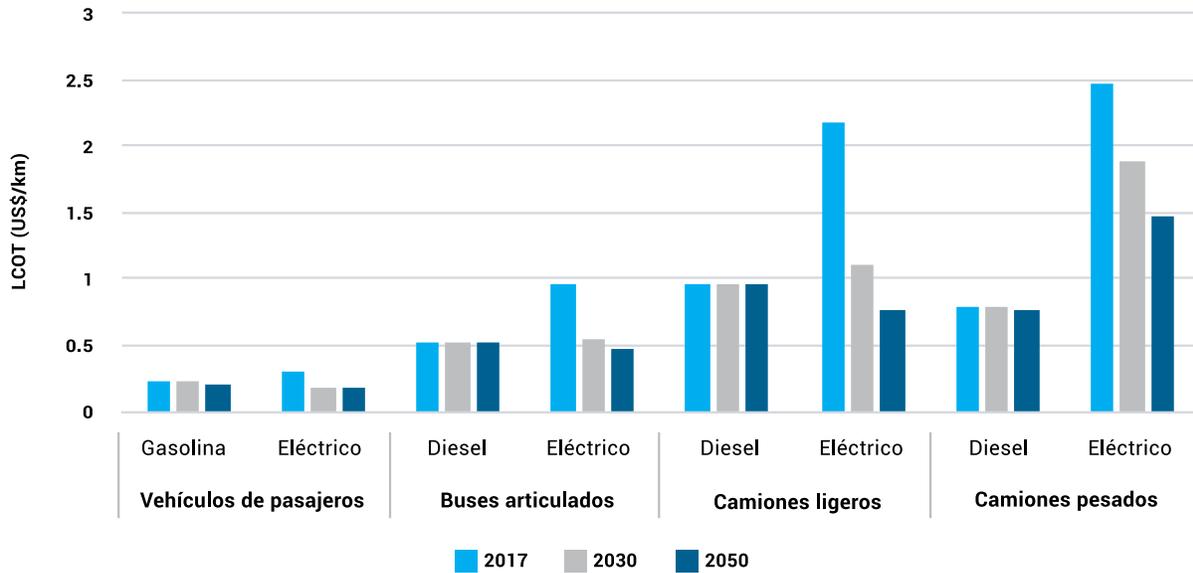
Figura 18. LCOEs proyectados, por fuente de energía, 2017-2050



Fuente: Estimados del autor en base a resultados GACMO.

29. El LCOE se estimó sobre la base de los LCOE de cada tecnología y la correspondiente cuota de generación en los escenarios de intervención y BAU

30. Basado en la demanda de 16.7 EJ

Figura 19. LCOTs proyectados para vehículos eléctricos vs de combustión interna (USD/kWh), 2017-2050

Fuente: Estimaciones del autor basadas en resultados GACMO.

Las reducciones en los costos de generación beneficiarían directamente a los consumidores de electricidad, haciendo que la fabricación sea más competitiva y generando ahorros para los hogares.

Por otro lado, los futuros costos del transporte eléctrico LCOTs³¹ también siguen bajando. Los resultados confirman una expectativa de mayor competitividad para todos los segmentos de la flota, con los coches y autobuses eléctricos convirtiéndose en la alternativa más barata antes de 2025. Cabe señalar que los LCOT presentados en la figura 19 son un promedio para la región. En muchas ciudades, como Santiago de Chile (Chile) y Bogotá (Colombia), los autobuses eléctricos han alcanzado la paridad de costos con los autobuses de combustión interna.

Bajo el escenario de intervención, se prevé que la mayor parte del servicio se preste mediante el transporte por carretera. Para el transporte de pasajeros por carretera, se anticipan grandes reducciones en los LCOT para vehículos ligeros eléctricos, mientras que los autobuses eléctricos tendrán como máximo los mismos costos que las opciones de diésel. El escenario de intervención supone que la flota de automóviles no aumentará más del 30% de su tamaño actual para 2050, mientras que la flota de autobuses aumentará

más del doble de su tamaño para compensar la reducción en el transporte de vehículos ligeros medido en pasajero-kilómetro. Según estos supuestos, se estima que el ahorro general en los costos de transporte de pasajeros a la economía sería de USD 328 mil millones en transporte de pasajeros. No se hicieron estimaciones para el transporte de pasajeros en otros modos (ferrocarril, embarcaciones).

Para el transporte de carga, los LCOT calculados para camiones ligeros eléctricos (90% de la flota de carga por carretera) también son más bajos, mientras que los vehículos pesados siguen siendo más costosos a mediados de siglo. La composición de la flota (90% camiones ligeros; 10% camiones pesados) se mantiene constante. En estas condiciones, se estima que el ahorro general en costos de capital para la economía sería de USD 41 mil millones en transporte de carga por carretera. No se hicieron estimaciones para el transporte de carga en otros modos (ferrocarril, embarcaciones).



El costo reducido del material rodante y la electricidad proporcionará ahorros en el transporte por carretera de USD 369 mil millones para el 2050.

31. Los LCOTs miden el capital normalizado, los cargos de operación y mantenimiento durante la vida útil del vehículo. El cálculo del LCOT incluye la depreciación de costos, costos de combustible, seguros, financiación, reparaciones y costo de mantenimiento. La única diferencia con el costo total de propiedad (TCO) es que no incluye las tasas e impuestos. Esto explica por qué las curvas LCOT para los vehículos de ICE se mantienen planas en el tiempo en lugar de aumentar

Menor demanda energética combinada

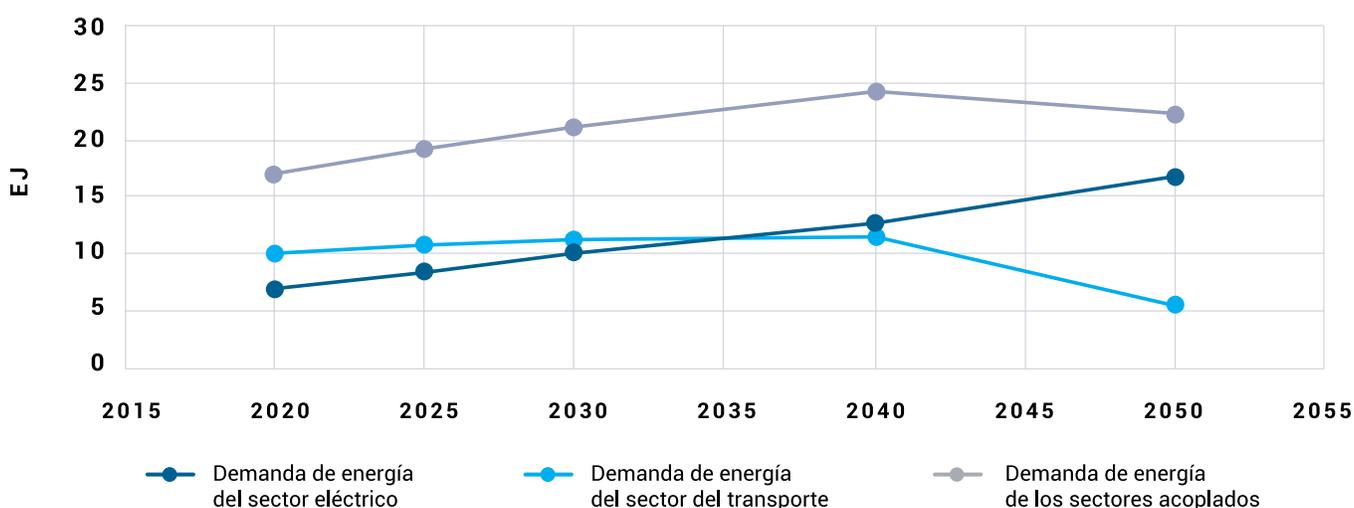
Como la eficiencia energética de los motores eléctricos es 3 veces mayor que para los motores de combustión interna, la demanda de energía del sector del transporte en el escenario de intervención es mucho menor en comparación con el escenario BAU. La transición al transporte eléctrico tiene el efecto neto de reducir la demanda total de energía en la región al tiempo que aumentan los requisitos de electricidad futuros. Un escenario de electrificación del 100%, excepto el transporte aéreo, para mediados de siglo tendría el efecto neto de reducir la demanda total de energía en casi 2,000 millones de barriles de petróleo (12 EJ), equivalente al consumo anual de Canadá, a su vez que aumentaría la demanda de electricidad en 33% más que el escenario BAU (21.5 EJ). Los requisitos de electricidad combinados se muestran en la Figura 20.

La capacidad instalada necesaria para satisfacer la demanda de electricidad adicional es de 327 GW, requerida principalmente para el 2040 y posteriormente. Si la electrificación del transporte se combina con una matriz eléctrica totalmente renovable, la inversión asociada con la demanda de electricidad adicional se estima en USD 214

mil millones para el 2050. De lo contrario, si la electrificación del transporte se produce en un escenario del sector eléctrico BAU, la inversión asociada con el resto de la demanda de electricidad adicional se estima en USD 317 mil millones. El costo de la capacidad adicional para satisfacer esta demanda de electricidad es menor en una transición acoplada porque el CAPEX asociado con la generación de electricidad bajo una matriz eléctrica totalmente renovable es menor. La diferencia en costos se estima en USD 103 mil millones. Este es un beneficio adicional del acoplamiento en el proceso de transición.

Además, a medida que avanza, el sector del transporte se vuelve capaz de almacenar y administrar grandes cantidades de electricidad. Es difícil proyectar el papel que el almacenamiento de electricidad en el transporte puede desempeñar bajo las características de oferta / demanda de la región. Por ejemplo, se estima que la flota acoplada de camiones eléctricos representaría una capacidad de almacenamiento de electricidad de 8 GWh a mediados de siglo.³² Si se gestiona adecuadamente, la demanda del transporte eléctrico también mejoraría el funcionamiento de la capacidad de generación de carga base a través del aplanamiento de la demanda.

Figura 20. Demanda proyectada bajo una descarbonización acoplada de los sectores de la electricidad y el transporte, 2020-2050 (EJ).



Fuente: Estimados del autor

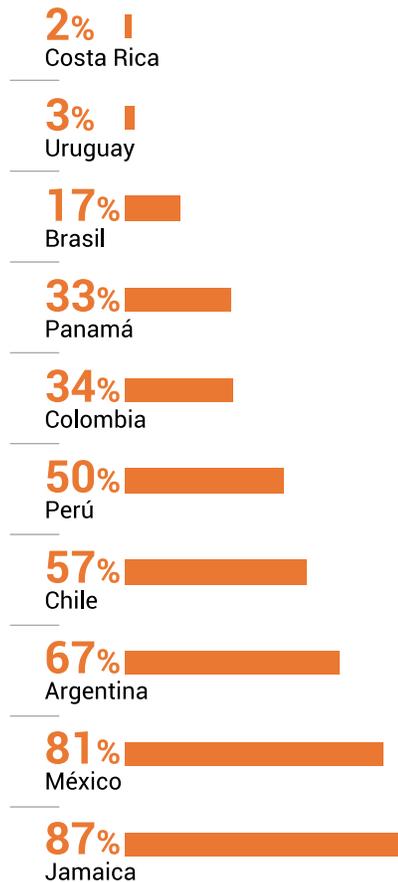
32. Basado en una flota de 20,000 camiones, cada uno equipado con un almacenamiento de batería de 400 kWh, para una autonomía de 200 millas. Eficiencia energética calculada por CARB, 2018 para camiones eléctricos (<https://ww3.arb.ca.gov/msprog/actruck/docs/180124hdbefficiency.pdf>)

Seguridad energética

Si no se garantiza el suministro de electricidad, pueden producirse graves interrupciones en las economías nacionales. A más las naciones consuman electricidad de los recursos locales y limpios, menos expuestas están a los impactos externos, como la volatilidad de los precios o los riesgos políticos del país vendedor de energía, lo que puede dar lugar a una crisis energética para el comprador.

El escenario de intervención se basa en una matriz eléctrica renovable completamente diversificada y la electrificación del sector del transporte para el 2050. Esta transición simultánea y acoplada de los sectores de la electricidad y el transporte reducirá los riesgos de interrupción. Particularmente, la dependencia de la importación de energía de combustibles fósiles se

Figura 21. Participación de combustibles fósiles en la generación de electricidad en países seleccionados, 2019

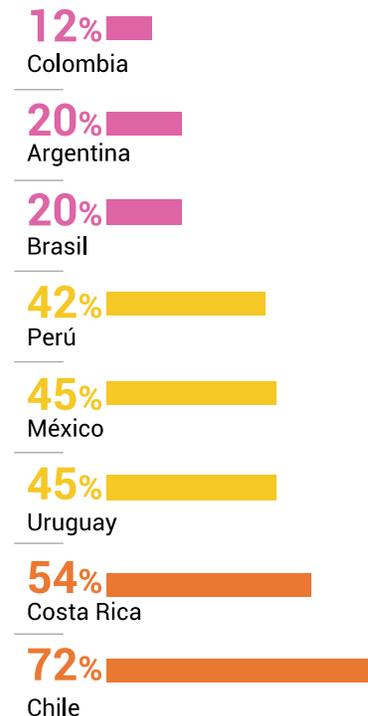


Fuente: Basados en datos de ENERDATA consultado en septiembre de 2019

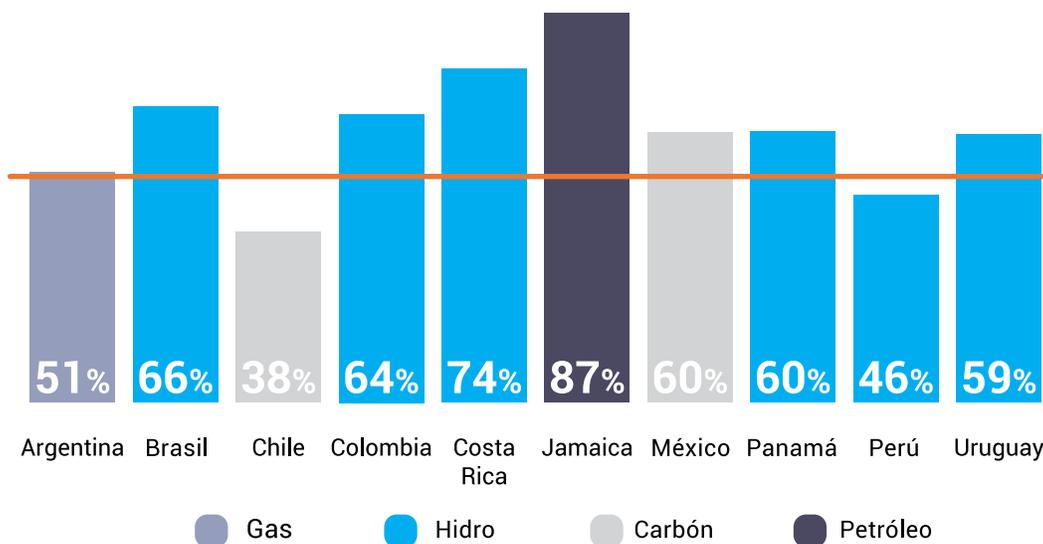
reducirá, ya que elimina el uso de combustibles fósiles para la generación y el transporte de electricidad en el 2050. También minimiza la generación de energía hidroeléctrica, teniendo en cuenta los impactos del cambio climático en la disponibilidad de agua.

Bajo el escenario de intervención, el mayor cambio en los índices de seguridad lo experimentarían los países con una gran dependencia de los recursos fósiles importados para la generación de electricidad (Jamaica, México y Argentina) (Figura 21) y para el uso del transporte: Chile, Costa Rica y Uruguay - (Figura 22), seguido por países que dependen principalmente de una sola fuente de energía, como Jamaica como la menos diversa (87% de la generación de derivados del petróleo) y Costa Rica, Brasil y Colombia (74%, 64% y 63% de generación a partir de energía hidroeléctrica, respectivamente) (Figura 23).

Figura 22. Importaciones de materia prima energética como porcentaje del suministro total de energía primaria (TPES), 2019



Fuente: Basados en datos de ENERDATA consultado en septiembre de 2019

Figura 23. Participación de la mayor fuente de generación eléctrica en países seleccionados, 2019

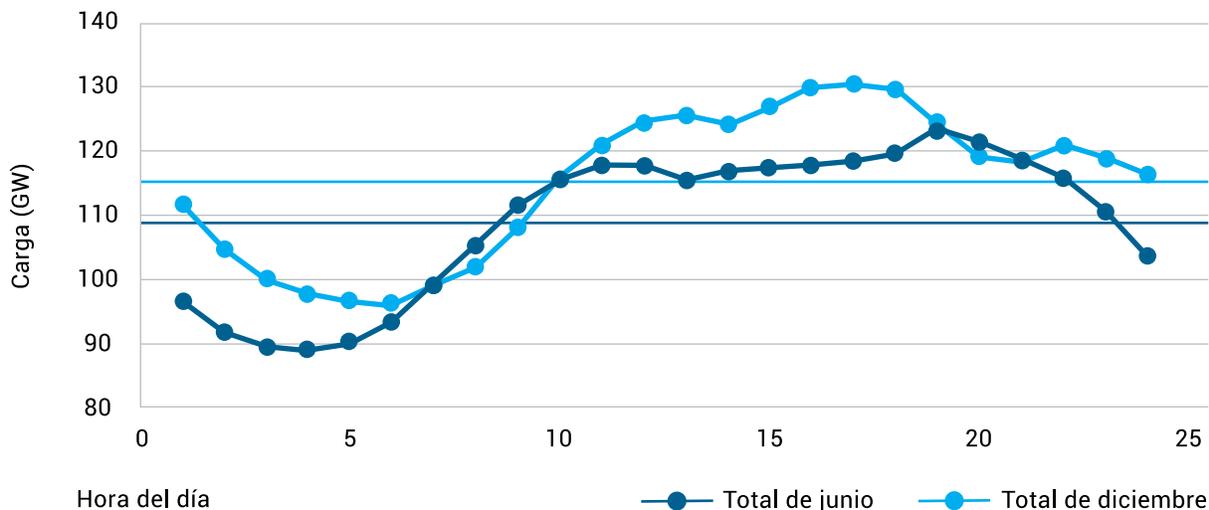
Fuente: Basado en datos de ENERDATA consultados en septiembre de 2019

Impacto en la carga y el tamaño del sector eléctrico

La entrada de una gran flota eléctrica en la región agregaría una demanda de electricidad adicional (estimada en un aumento del 33% en la demanda de electricidad para el 2050). Los requisitos de electricidad del transporte eléctrico tienen el potencial de desestabilizar la red. A través de una gestión adecuada de la demanda, el cobro en áreas urbanas podría dirigirse hacia períodos de menor carga, en un proceso que se conoce como "llenado del valle". En teoría, este proceso permitiría que la capacidad

instalada funcione a un nivel más eficiente al aplanar la curva de demanda utilizando las nuevas cargas del sistema de transporte en el momento más adecuado a través de una gestión robusta de la demanda. Se ha estimado que el uso de los valles en la curva de carga (flexibilidad de la demanda) equivale a unos 10 GW de capacidad equivalente (Figura 24). Las cargas adicionales del tamaño requerido por la electrificación del transporte requerirán nueva capacidad, pero también darán como resultado una menor demanda general de energía a través de la mayor eficiencia esperada de los motores eléctricos.

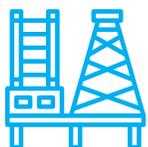


Figura 24. Curva de carga agregada de Latinoamérica ³³

Fuente: Gráfico compuesto a partir de las curvas de carga de los países facilitadas por la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) en comunicación personal. La línea recta indica la carga media de cada curva, 109 GW en junio y 115 GW en diciembre.

Impacto en las operaciones de refinación y bloqueo de activos de capital

La disminución prevista en la demanda de gasolina y diésel reducirá la necesidad de la mayoría de las operaciones de refinación. Inicialmente, una entrada considerable de flotas eléctricas, de la magnitud prevista en el escenario de intervención, eliminaría la necesidad de una capacidad de refinación adicional y reduciría la necesidad de importar destilados medios (gasolina y diésel; estimado en 0.5 billones de barriles por día, bbpd y 1.0 bbpd respectivamente para 2030 bajo condiciones BAU).



La electrificación total de las flotas eventualmente eliminaría la necesidad de refinar los destilados medios. La transición completa del sector eléctrico desplazaría a todos los combustibles fósiles utilizados en la generación de electricidad.

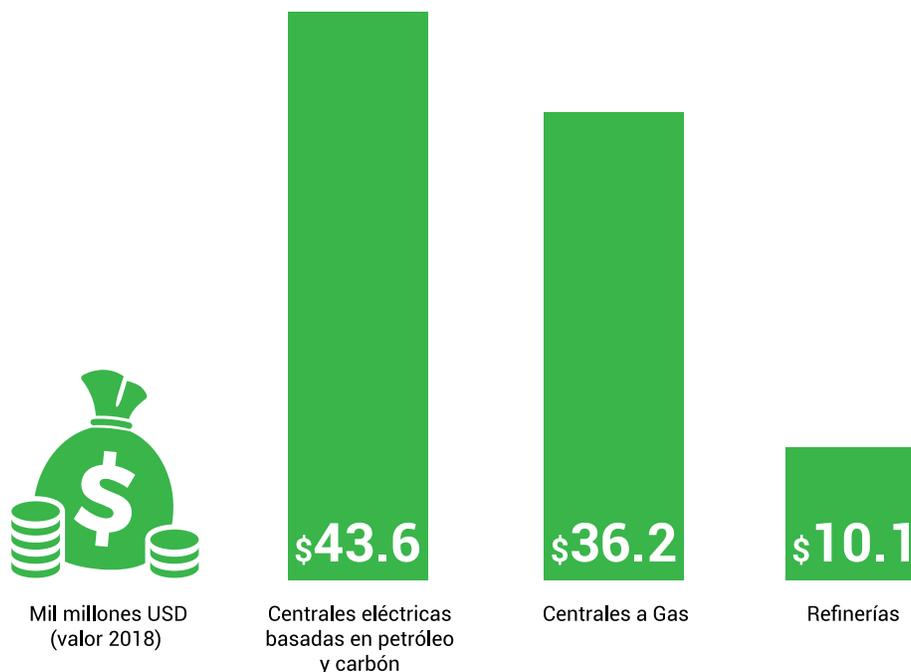
En consecuencia, habría un impacto en el uso y el valor de la infraestructura asociada de producción, refinación, transporte y distribución.

Un escenario de electricidad totalmente renovable considera que las plantas eléctricas de combustibles fósiles instaladas serán clausuradas antes de que se complete el cronograma de depreciación. El valor no depreciado se estimó en USD 80 mil millones (2018) para el 2050. El costo para la economía de estos activos bloqueados está altamente compensado por la reducción de CAPEX entre escenarios. La pérdida proyectada de competitividad representa una clara señal de advertencia para los inversores en combustibles fósiles.

La electrificación del transporte también eliminará la necesidad de importar destilados medios y eventualmente provocará el retiro anticipado de la capacidad de la refinación, lo que provocará una pérdida de valor no depreciado de USD 10.2 mil millones para el 2050. Como en el caso de las plantas eléctricas, los cambios inminentes del mercado en el transporte deberían respaldar una advertencia contra el CAPEX adicional a largo plazo en los procesos de refinación para destilados medios. Las consecuencias económicas de la transición causada por el desplazamiento de algunos de estos bienes de capital en la región pueden verse en la Figura 25.

33. Curva de carga agregada para el sistema eléctrico en América Latina, preparada asumiendo una integración total a nivel regional. Condiciones similares prevalecen a nivel nacional.

Figura 25. Valor residual estimado de los activos en generación de electricidad y refinación al momento del retiro (en mil millones USD 2018)

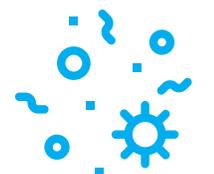


Fuente: Estimaciones del autor

Beneficios en salud

La contaminación del aire urbano en ALC se ha identificado durante mucho tiempo como un problema de salud importante. La Organización Mundial de la Salud (OMS) ha recomendado indicadores de exposición humana, incluyendo material particulado ($PM_{10} = 20 \mu\text{g} / \text{m}^3$ y $PM_{2.5} = 10 \mu\text{g} / \text{m}^3$), que no deben ser excedidos.³⁵ La exposición a niveles nocivos de algunos contaminantes (partículas y ozono a nivel del suelo) se ha relacionado con aumentos en los niveles de morbilidad y mortalidad, y con pérdidas en la productividad. Incluso niveles más bajos de exposición tienen algunos efectos sobre la salud y la productividad.³⁶

Muchas ciudades de América Latina superan los umbrales de seguridad establecidos por la OMS y, a pesar de los esfuerzos para abordar el problema, siguen prevaleciendo niveles insalubres de partículas (Figuras 26 y 27) y otros contaminantes en el aire. La región está altamente urbanizada y, por lo tanto, un alto porcentaje de la población total de las naciones latinoamericanas está expuesto a estos efectos.



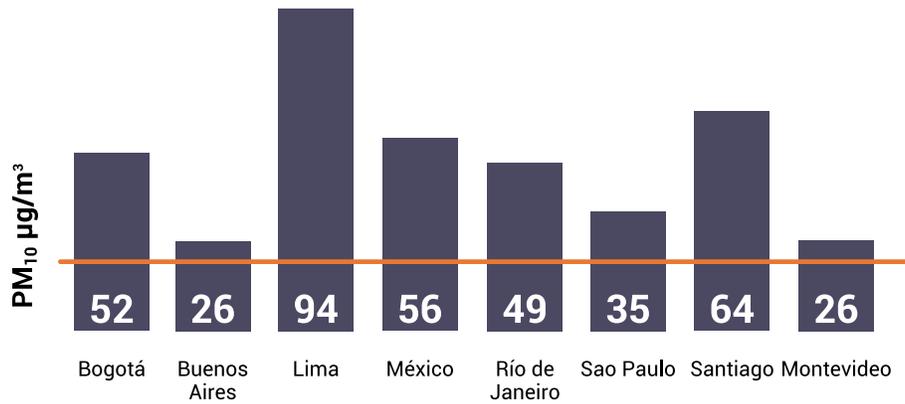
PM_{10} y $PM_{2.5}$ son partículas respirables que pueden penetrar profundamente en los pulmones produciendo efectos nocivos para la salud humana.

34. <https://publications.iadb.org/en/publication/urban-air-quality-and-human-health-latin-america-and-caribbean>

35. https://apps.who.int/iris/bitstream/handle/10665/69477/WHO_SDE_PHE_OEH_06.02_eng.pdf;jsessionid=AFB0FCE10BF597AD230326327D2D5E61?sequence=1

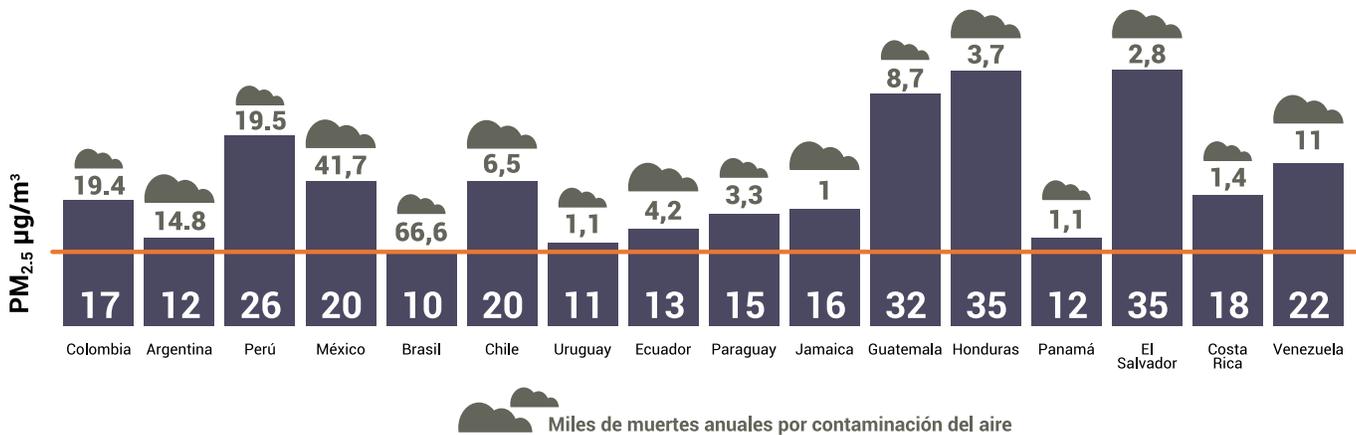
36. Un estudio reciente (PNUMA, <https://www.unenvironment.org/news-and-stories/press-release/efforts-reduce-air-and-climate-pollutants-latin-america-could-reap>) estimó que 64,000 personas murieron prematuramente en la región por exposición a partículas finas ($PM_{2.5}$) y ozono a nivel del suelo (troposférico). El ozono también fue responsable de aproximadamente 7.4 millones de toneladas en pérdidas de rendimiento de soja, maíz, trigo y arroz. Si no se toman medidas para mejorar la calidad del aire, para 2050 la mortalidad prematura anual por $PM_{2.5}$ y la exposición al ozono casi se duplicará, mientras que las pérdidas anuales de cultivos podrían aumentar a aproximadamente 9 millones de toneladas.

Figura 26. Promedio anual de PM₁₀ en algunas ciudades de América Latina que exceden los niveles recomendados de exposición, 2016



Fuente: OMS;³⁷ Rioja-Rodriguez et al, 2016. Norma de la OMS para PM₁₀: no debe superar los 20 μg/m³ de media anual.

Figura 27. Promedio anual nacional de PM_{2.5} para algunos países en América Latina, 2019



Fuente: Campaña BreathLife. Norma OMS para PM_{2.5}: no debe superar 10 μg/m³ en media anual.

La electrificación del transporte en áreas urbanas en una matriz energética totalmente renovable eliminaría las emisiones de partículas (PM), un factor de riesgo para la salud humana comprobado, de fuentes móviles, principalmente al eliminar el combustible diésel en el transporte. También reduciría la formación de ozono al eliminar las emisiones de compuestos orgánicos volátiles y NO_x. Estas reducciones en las emisiones y la exposición se traducen en costos evitados de enfermedad y reducciones generales en la morbilidad y mortalidad.

Bajo el escenario de intervención, se estima de manera conservadora que la eliminación del diésel del sector del transporte en las áreas urbanas, donde se concentra la exposición al PM, desencadenará costos anuales de salud evitados de USD \$ 30 mil millones (2018) para mediados de siglo.

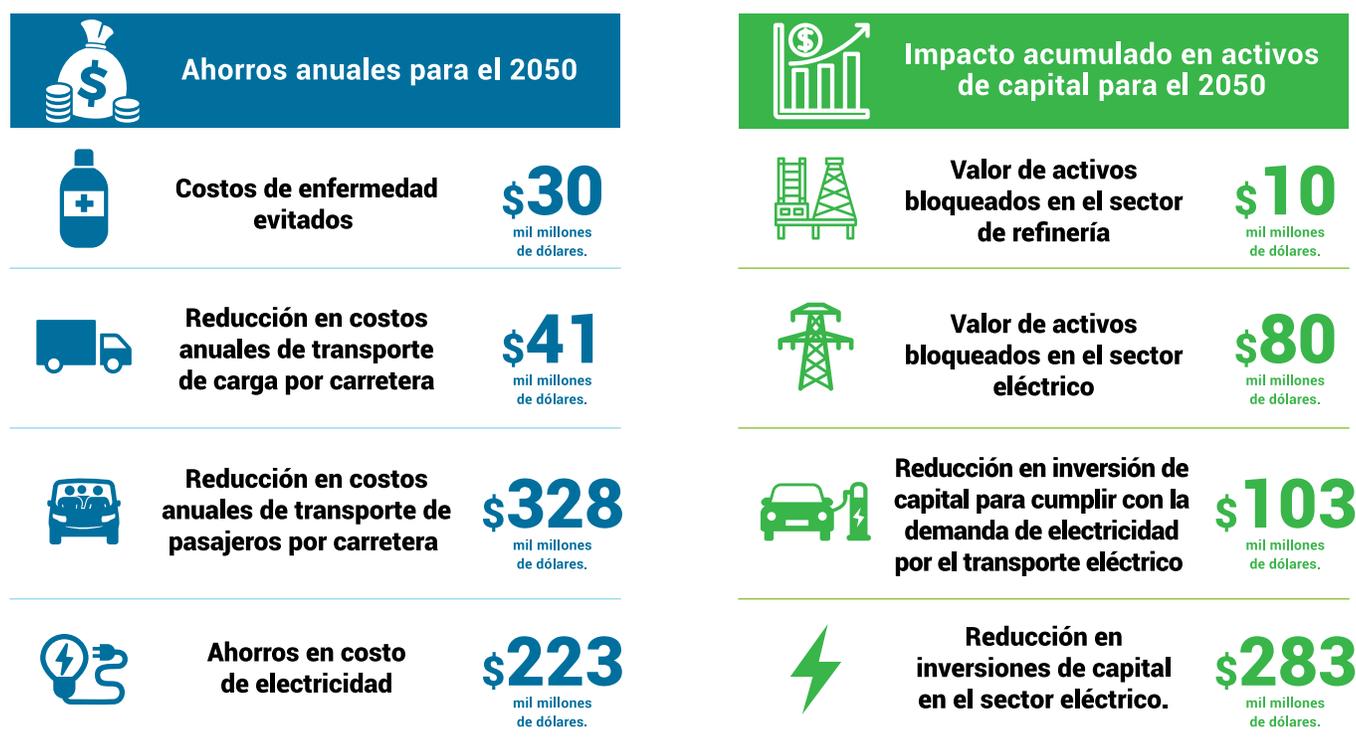
37. https://www.who.int/phe/health_topics/outdoorair/databases/en/; https://apps.who.int/iris/bitstream/handle/10665/69477/WHO_SDE_PHE_OEH_06_02_eng.pdf?jsessionid=AFB0FCE10BF597AD230326327D2D5E61?sequence=

Además, sólo cambiando toda la flota de vehículos a vehículos eléctricos en cinco ciudades latinoamericanas - Buenos Aires, Santiago, San José, Ciudad de México y Cali - evitaría la muerte prematura de 435,378 personas³⁸ debido a la reducción de los contaminantes del aire para el 2050. Los costos combinados, los beneficios y los costos evitados de la transición acoplada se resumen en la Figura 28. Los ahorros anuales vinculados a la transición acoplada para el 2050 están valorados en: USD 621 mil millones. Los ahorros acumulados netos a mediados de siglo en activos de capital para la economía regional se estiman en USD 296 mil millones.



Los ahorros anuales vinculados a una transición acoplada para 2050 están valorados en: USD 621 mil millones. Los ahorros acumulados netos a mediados de siglo en activos de capital para la economía regional se estiman en USD 296 mil millones.

Figura 28. Costos combinados, beneficios y costos evitados para mediados de siglo bajo una transición acoplada de la electricidad y el transporte de cero emisiones (en miles de millones de dólares, 2018).³⁹



Fuente: Estimaciones del autor. * No incluye la reducción de los costos de electricidad para el sector del transporte que se capturan en la reducción de los costos del transporte por carretera. ** Se calcula como la diferencia en los costos de capital para proporcionar la energía requerida bajo el sistema eléctrico GCAM-BAU y el escenario de intervención.

38. Estimaciones realizadas por el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente a través de la Metodología para la evaluación de los beneficios integrados de las políticas de movilidad eléctrica, realizadas por Clean Air Institute (2019). Las estimaciones suponen una electrificación gradual del transporte en las ciudades estudiadas, alcanzando un 50% de electrificación para 2030 y un 100% para 2050

39. La tabla refleja el impacto de la transición acoplada en costes de entrega y flujos de capital. No se incluyen subsidios, tasas, tarifas o impuestos.

7. Creación de empleo y empresas

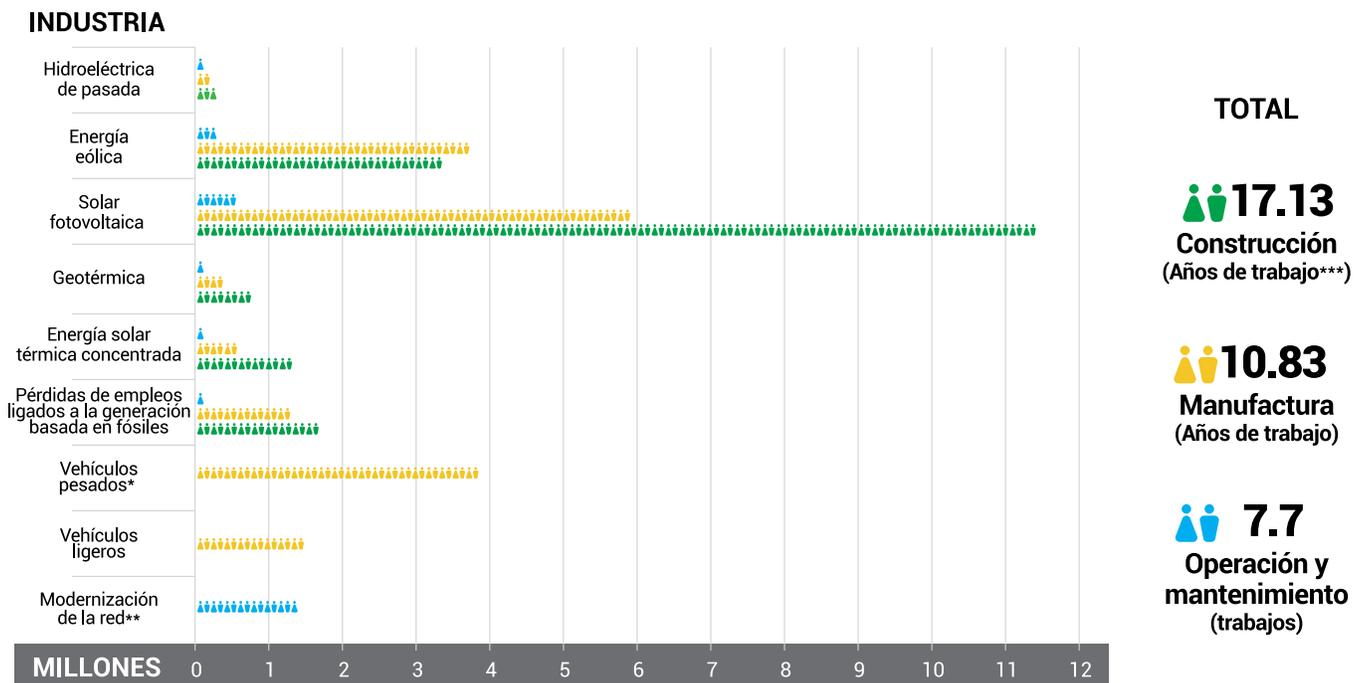
El informe estima que las actividades asociadas con la transición generarán nuevos empleos, oportunidades educativas y modelos de negocio para el diseño, implementación y gestión de instalaciones, la fabricación, el suministro y el ensamblaje de componentes, y la provisión de servicios auxiliares como tecnologías de la información, que jugarán un papel importante en el nexo entre energía y transporte. Esta transición puede ser una oportunidad para reavivar la actividad manufacturera, ingenieril y financiera en la región. Pero también es un llamado a nuevos esfuerzos en educación y capacitación

que son críticos para generar empleo local para las nuevas tecnologías en la región. Por otro lado, la transición dará como resultado la pérdida de empleos en la industria de combustibles fósiles, incluida la generación de electricidad, las operaciones y distribución de refinerías y la venta minorista de combustibles.



El informe estima que una transición acoplada a las energías renovables y la movilidad eléctrica en la región creará más de 35 millones de nuevos empleos para el 2050 (Figura 29).

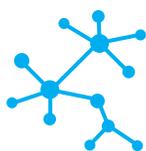
Figura 29. Estimación de empleos adicionales (millones) generados regionalmente bajo el escenario de intervención por tecnología energética para mediados de siglo⁴⁰



Fuente: Estimación del autor basada en factores y multiplicadores reportados por Dominish E., et. Alabama. 2018. * Estimaciones de empleo basadas en una flota constante de 150 millones de automóviles; 4 millones de autobuses y 34 millones de camiones para 2050. Consulte los supuestos y detalles en los anexos 5 y 12. ** Estimaciones de empleo basadas en una inversión de 26 mil millones de dólares entre ahora y 2030 y utilizando los factores para la creación de empleo de un estudio de energía inteligente⁴¹ *** Los años de trabajo son una medida utilizada para evaluar el tamaño de los trabajos temporales creados por actividades con un marco de tiempo limitado.

40. Estimaciones de trabajo basadas en factores reportados por Dominish E., et. al. https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-030-05843-2_10 de 2018 y multiplicadores propuestos para reflejar las condiciones en América Latina. Los nuevos empleos estimados en la electrificación del transporte se subestiman dado que los trabajos auxiliares para este sector, como los asociados a la infraestructura de carga, no se consideran.

41. <https://www.smart-energy.com/regional-news/north-america/new-study-confirms-job-creation-potential-of-smart-grids-in-u-s/>



El sector eléctrico está experimentando una profunda transformación hacia la descarbonización, la descentralización y la digitalización.

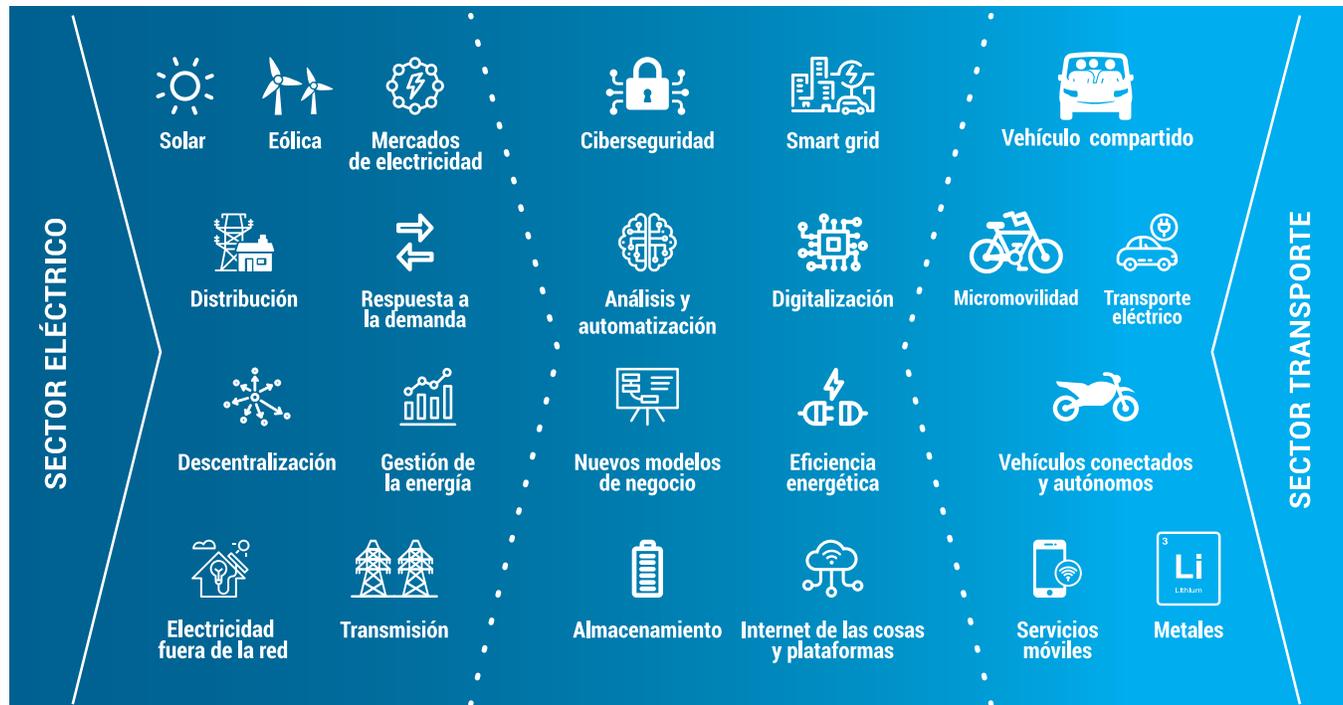
Esto implica un aumento de la energía renovable en la matriz energética, la instalación de recursos de energía distribuidos (DER) más cerca de las estaciones de carga, y la gestión de este sistema nuevo y conectado a través de potentes herramientas informáticas. La digitalización es el facilitador de una transición acoplada de los sectores de la electricidad y el transporte hacia la descarbonización. La Figura 30 resume los elementos de esta transición.

Se desarrollarán innumerables modelos de negocio en la descarbonización acoplada de los sectores del transporte y la electricidad. Las empresas eléctricas ampliarán sus servicios, nuevos participantes ingresarán a ambos mercados, el desarrollo de los

DERs y los servicios digitales, entre otros, son algunas de las principales tendencias que está experimentando la región (descritas en el Capítulo 8), lo que demuestra que la descarbonización acoplada ya comenzó en ALC y está acelerando rápidamente siguiendo patrones globales.

La ruta hacia la descarbonización debe planificarse para ofrecer una transición justa y no dejar a nadie atrás. Por lo tanto, es imprescindible la integración de las políticas sociales y laborales en los objetivos climáticos para proporcionar capacitación, desarrollo de habilidades y educación en nuevos campos, mientras se reducen las desigualdades sociales y económicas. Las desigualdades de género se construyen socialmente y, por lo tanto, pueden modificarse con el tiempo. La transición a la descarbonización viene con la oportunidad única de equilibrar la escala de género, lo que resultaría en mejores resultados económicos para toda la sociedad.

Figura 30. Oportunidades de negocio en la descarbonización de los sectores de la electricidad y el transporte



Fuente: Elaboración del autor



8. Opciones políticas para una transición acelerada

El entorno político ha evolucionado en toda la región apoyando una matriz eléctrica más limpia, un desarrollo bajo en carbono y un sistema de transporte más limpio. Las tendencias en tecnología y economía han contribuido al crecimiento en el uso de energías renovables, de gran escala y de generación distribuida, y están comenzando a marcar la diferencia en la aparición de vehículos eléctricos. No obstante, el grado y la velocidad de cambio necesarios para una transición acoplada a mediados de siglo hace que el liderazgo sea crítico a través de una agenda política clara, consistente y sólida.



Por lo tanto, es crítico que los tomadores de decisiones superen los silos y consideren políticas públicas que aborden estos dos sectores de manera conjunta.

Un entorno propicio bien construido será fundamental para atraer los flujos de inversión hacia una transición acoplada. Los elementos de ese programa se resumen en la tabla 1. Los ejemplos concretos de cada uno de los instrumentos de política pública mencionados en la tabla 1 se describen con detalle en el capítulo 9.

Para asegurar el suministro de electricidad a largo plazo, en condiciones de eficiencia, calidad, fiabilidad y seguridad, y reducir la vulnerabilidad del país a los efectos del cambio climático, algunos países de la región han desarrollado un marco legal, regulatorio y de políticas que promueve la diversificación y descentralización de la matriz eléctrica por fuentes renovables. Los principales instrumentos de política pública existentes para lograr la descarbonización de los sectores eléctricos se resumen en la Tabla 2 como parte de dos grandes áreas dentro del sector (medidas de descarbonización y descentralización).

Tabla 1. Objetivos e instrumentos clave de una agenda de política audaz en apoyo de la descarbonización acoplada de los sectores de la electricidad y el transporte.

Meta	Acciones Políticas	Instrumentos
Reducir el costo de los activos bloqueados en el sector de la generación de electricidad y la refinería.	Desalentar las inversiones de capital en la industria fósil.	<ul style="list-style-type: none"> Política energética y de transporte clara de cero emisiones para el 2050. Permitir la depreciación anticipada de los activos. Eliminar los subsidios a los combustibles fósiles.
Promover la GD, la capacidad de almacenamiento y los servicios auxiliares para proporcionar flexibilidad en la red y la integración de opciones distribuidas para garantizar que los recursos variables puedan operar de manera rentable.	<p>Promover inversiones en infraestructura de generación moderna e inteligente de transmisión, distribución y servicios auxiliares para integrar energía renovable variable.</p> <p>Regulaciones claras sobre gestión de la demanda, almacenamiento, opciones de autogeneración y distribuidas.</p>	<ul style="list-style-type: none"> Objetivos nacionales sobre DER. Desarrollo de normas técnicas para la DG. Desarrollo de mecanismos financieros públicos y privados. Certificados de energía limpia. Procedimientos de permisos para instalaciones de DG. Medición neta / facturación neta / esquemas de autoconsumo. Mandato de energías renovables para nueva construcción. Energía renovable y / o subastas de almacenamiento. Actualizar la regulación para incluir energía renovable en la contratación pública. Políticas industriales para las energías renovables. Programas de certificación de instaladores de energía solar fotovoltaica distribuida. Incentivos fiscales.
Optimizar la asignación de infraestructura de generación y transmisión para satisfacer la demanda.	Promover la integración de la red regional.	<ul style="list-style-type: none"> Intercambio de electricidad basado en el mercado con países vecinos. Integración regional del sistema de transmisión.
Internacionalización de los costos de salud y clima de las emisiones del transporte.	Desarrollar medidas fiscales o de fijación de precios del carbono que permitan la asignación de los costos de la salud y los impactos climáticos.	<ul style="list-style-type: none"> Medidas fiscales para pasar los costos a los emisores de contaminantes en el aire y GEI. Sistemas de comercio de emisiones de carbono. Utilización de los ingresos para promover inversiones públicas en infraestructura habilitante.
Facilitar la entrada al mercado de transporte eléctrico.	Eliminación de barreras normativas y políticas.	<ul style="list-style-type: none"> Objetivos nacionales en EV por segmentos. Medidas prohibitivas sobre los vehículos de combustión interna. Incentivos de tarifa eléctrica para propietarios de vehículos eléctricos. Adoptar estándares para cobrar. Revisar / modificar las normas viales. Normativa de estandarización e interoperabilidad de estaciones de carga. Regular las emisiones compuestas de la flota. Aplicar normas de tránsito y estacionamiento preferente. Normas para vehículos eléctricos de batería. Políticas industriales para la fabricación de vehículos eléctricos. Normas de emisión. Normas de eficiencia energética. Incentivos fiscales.
Sistema eléctrico fiable e interconectado para una transición acoplada.	Asegurar la resiliencia del sistema, la calidad del servicio y la protección de la información de los interesados.	<ul style="list-style-type: none"> Implementación de estándares de ciberseguridad. Estandarización de políticas para redes inteligentes. Estimular la inversión en servicios TIC. Cooperación entre naciones de la región e internacionalmente para compartir información, lecciones aprendidas y buenas prácticas.
Promover la tecnología y el desarrollo empresarial en apoyo de la transición.	Promover inversiones en Desarrollo de I + D y tecnología en tecnologías con cero carbono.	<ul style="list-style-type: none"> Política de ciencia, tecnología e innovación a favor de objetivos de cero emisiones para mediados de siglo. Medidas fiscales para apoyar las inversiones en I + D. Subvenciones para potenciar startups con un producto mínimo viable comprobado con un impacto sustancial en la descarbonización.
Abordar las desigualdades sociales y económicas.	Asegurar una transición justa.	<ul style="list-style-type: none"> Políticas de protección social. Asegurar que los empleos verdes sean decentes. Reconversión de trabajadores. Promover la participación inclusiva en los diálogos.

Tabla 2. Políticas energéticas existentes en algunos países de la región

	Objetivos nacionales de ER	Mediciones netas	Depreciación acelerada	Exención VAT	Exención de impuestos de importación	Impuesto al carbono	Certificados de energía limpia	Suministro prioritario	Subastas
Antigua y Barbuda	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Argentina	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Bahamas	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Barbados	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Belice	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Bolivia	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Brasil	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Chile	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Colombia	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Costa Rica	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Cuba	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Dominica	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Rep. Dominicana	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Ecuador	■	■	■	■	■	■	■	■	■
El Salvador	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Granada	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Guatemala	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Guyana	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Haiti	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Honduras	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Jamaica	■	■	■	■	■	■	■	■	■
México	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Nicaragua	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Panamá	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Paraguay	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Perú	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Saint Kitts y Nevis	■	■	■	■	■	■	■	■	■
San Vicente y las Granadinas	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Santa Lucía	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Surinam	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Trinidad y Tobago	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Uruguay	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Venezuela	■	■	■	■	■	■	■	■	■

Fuente: Climatescope (<http://global-climatescope.org/policies>), Indicadores regulatorios para energía sostenible (RISE, Banco Mundial - <https://rise.esmap.org/>), IRENA 2015 ⁴²

42. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/IRENA_RE_Latin_America_Policies/IRENA_RE_Latin_America_Policies_2015.pdf

Con respecto a las políticas públicas y el marco legal, los países y ciudades de la región han tratado de guiar y estimular el desarrollo de la movilidad eléctrica de varias formas (Tabla 3). Países como Colombia y Costa Rica tienen leyes integrales de movilidad eléctrica vigentes y hay muchos otros con iniciativas en marcha para formular instrumentos legales similares. También hay un grupo más amplio de países con instrumentos legales o reglamentarios parciales, algunos proporcionan incentivos fiscales y no fiscales, otros regulan la eficiencia de la flota de automóviles y otros fomentan el desarrollo de industrias y empresas asociadas a la movilidad eléctrica. También existe un amplio grupo de países con un desarrollo incipiente de estos instrumentos.

Tabla 3. Políticas de transporte existentes en algunos países de la región

	Antigua y Barbuda	Argentina	Brasil	Chile	Colombia	Costa Rica	Ecuador	México	Panamá	Paraguay	Perú	Rep. Dominicana	Uruguay
Impuesto de valor agregado	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Exención de impuesto de importación	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Otros incentivos de compra	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Exención de impuesto a la propiedad y circulación	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Exención de peajes y cargos de estacionamiento	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Otros incentivos por uso y circulación	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Exención de restricción vehicular	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Tasas eléctricas diferenciadas	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Regulación para estaciones de carga	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Estrategia de electromovilidad nacional	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

■ Incentivo completado para vehículos eléctricos / instrumento aprobado y en funcionamiento
■ Incentivo parcial para vehículos eléctricos / instrumento en fase de diseño

Fuente: Informe de Movilidad Eléctrica 2019, MOVE, PNUMA, 2019

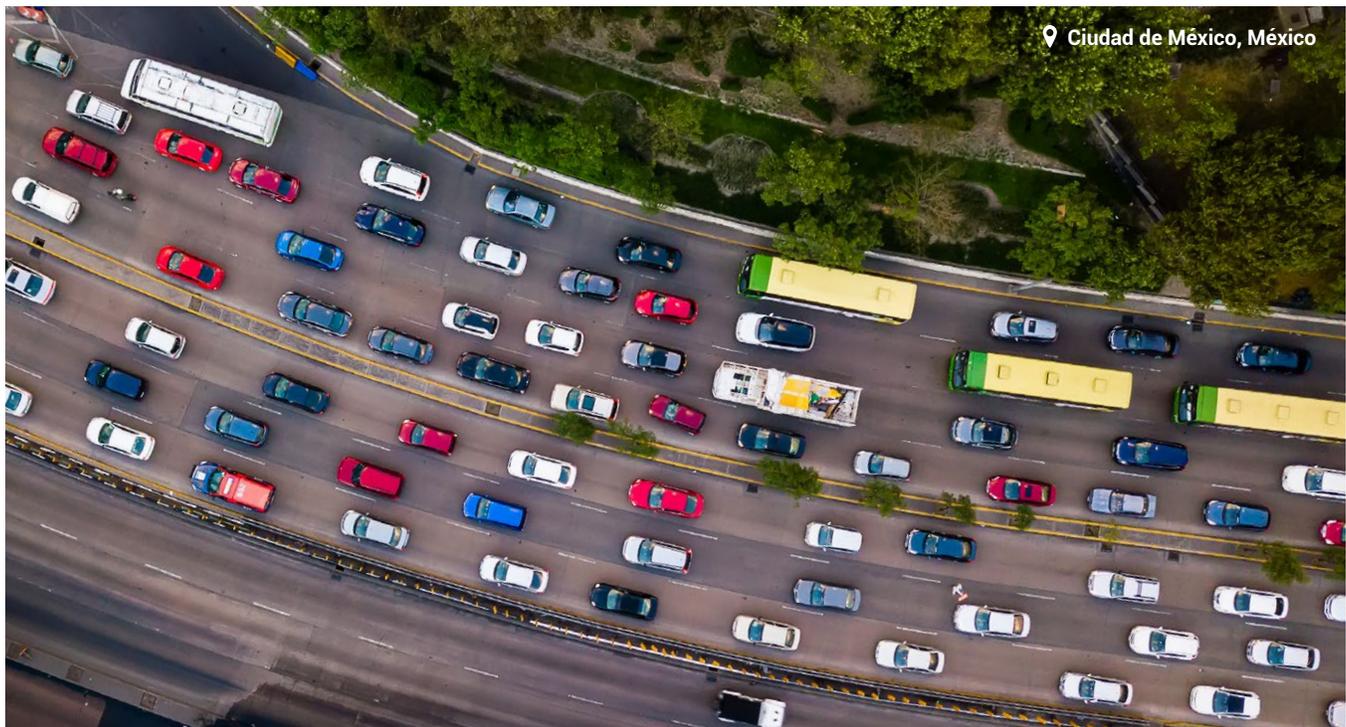
Por otro lado, países como Colombia, Chile, Costa Rica y Panamá ya tienen estrategias o planes nacionales de movilidad eléctrica: Argentina, México y Paraguay están en proceso de formular sus propias estrategias, vale la pena mencionar el surgimiento de objetivos (Tabla 4) asociados con el despliegue de la movilidad eléctrica por países y ciudades, derivados de los instrumentos o estrategias legales mencionados anteriormente.

La transición al transporte eléctrico es incipiente y requerirá de una agenda con mucho más apoyo. La región está en una etapa temprana para juzgar el impacto de estos instrumentos de política pública y marco legal. Lo que podemos concluir es que no existe una solución o enfoque único en este respecto y que existe un gran interés en la región por continuar creando un entorno propicio para el desarrollo y la regulación de tecnologías como la movilidad eléctrica. Sin lugar a duda, vale la pena monitorear el impacto de este tipo de instrumentos a través de revisiones periódicas para alinear las condiciones habilitantes con los desarrollos tecnológicos, el contexto y las prioridades de cada país y ciudad de la región.

Tabla 4. Objetivos de transporte eléctrico de algunos países en ALC, 2019

<p>Barbados</p> <p>Política energética nacional de Barbados 2019-2030</p> <p>100% energía renovable y neutralidad de carbono para 2050.</p>	<p>Ecuador</p> <p>Proyecto de ley de eficiencia energética</p> <p>TODO vehículo que se incorpore a l transporte público, deberá ser eléctrico y tendrá tarifas eléctricas diferenciadas preferenciales a partir del 2025.</p>
<p>Chile</p> <p>Estrategia Nacional de Electromovilidad</p> <p>100% del transporte público electrificado para 2050.</p> <p>40% del transporte privado electrificado para 2050.</p>	<p>México</p> <p>Programa integral de movilidad de Ciudad de México</p> <p>500 trolebuses para Corredores Cero Emisiones de STE (Servicios de Transporte Eléctrico) en la CDMX para 2024.</p>
<p>Colombia</p> <p>Plan de desarrollo nacional</p> <p>600 mil vehículos eléctricos para 2030.</p>	<p>Panamá</p> <p>Estrategia Nacional de Electromovilidad</p> <p>10-20% del t otal d e la f lota d e vehículos privados serán eléctricos para 2030.</p>
<p>Costa Rica</p> <p>Plan de descarbonización</p> <p>70% de buses y taxis cero emisiones para 2035.</p> <p>100% de buses y taxis cero emisiones para 2050.</p> <p>25% de la flota de vehículos ligeros será de cero emisiones en 2035.</p> <p>60% de la flota de vehículos ligeros será de cero emisiones, con porcentajes más altos en e l caso d e los de u so comercial y gubernamental para 2050.</p>	<p>25-40% de las ventas de vehículos privados serán eléctricos para 2030.</p> <p>15-35% de los autobuses d e las flotas de concesiones autorizadas serán eléctricos para 2030.</p> <p>25-50% de l as f lotas públicas estarán compuestas por v ehículos eléctricos para 2030.</p> <p>Paraguay</p> <p>Política Energética Nacional 2040 (PEN 2040)</p> <p>20% de los vehículos estatales serán eléctricos para el 2020.</p>

Fuente: Informe de Movilidad Eléctrica 2019, MOVE, PNUMA, 2019



Un entorno de políticas para desarrollar una transición acoplada debe ser dinámico y adaptado según el país. La economía de la transición no está escrita en piedra, ya que los precios de la tecnología están bajando rápidamente, entran en juego nuevos elementos, y los impactos del cambio climático siguen evolucionando. Por lo tanto, las políticas deben revisarse periódicamente para ayudar a los países a lograr sus NDC y estrategias de largo plazo (LTS), para cumplir con los objetivos de descarbonización para el 2050, así como los ODS en un entorno cambiante.

Todos los países de la región han presentado NDC estableciendo prioridades para la mitigación y la adaptación al cambio climático. Las medidas en el sector de la energía están presentes en todas las NDC, lo que destaca la importancia del sector en la región y en el logro del Acuerdo de París. Desde la presentación de las NDC, varios países han fortalecido sus compromisos en los sectores de energía renovable y transporte eléctrico en sus Planes Nacionales de Energía, Planes de Descarbonización y/o en otros instrumentos de política energética y ambiental (Tablas 2, 3 y 4). El objetivo del estudio con relación a lo anterior es apoyar los esfuerzos de los países, para la próxima ronda de NDC, para considerar los beneficios combinados de abordar estos dos sectores de manera conjunta y avanzar aún más en sus objetivos climáticos.

43. Las NDC incorporan los esfuerzos de cada país para reducir las emisiones nacionales y adaptarse a los impactos del cambio climático. El Acuerdo de París (Artículo 4, párrafo 2) requiere que cada Parte prepare, comunique y mantenga sucesivas contribuciones determinadas a nivel nacional, NDC que pretenda lograr. Las Partes aplicarán medidas nacionales de mitigación, con el objetivo de lograr los objetivos de tales contribuciones.

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

A pesar de la firma del Acuerdo de París por la mayoría de las naciones, a finales de 2015, las emisiones mundiales de GEI han seguido aumentando. A principios de 2019, la concentración de CO₂ en la atmósfera alcanzó las 409 ppm (NOAA, 2019) con emisiones dimensionadas en 53 GT CO₂-eq. por año (Mc Cracken, 2019). Este nivel de concentración de CO₂ fue visto por última vez a mediados del Plioceno (hace 3 millones de años), un período en el que se vio un Ártico sin hielo y niveles del mar de 15 a 20 metros por encima de las mediciones actuales. Las temperaturas globales ya han alcanzado 1.1°C por encima de los niveles preindustriales. Si las tendencias actuales continúan, se puede esperar que las temperaturas aumenten hasta 3.2 °C para finales de siglo (IPCCC, 2018; W. Steffen et al, 2018, UNEP Emissions Gap Report, 2019). La situación ha suscitado advertencias por parte de la comunidad científica y de la gobernanza mundial de que la biosfera podría estar llegando a un punto de no retorno (Aegenheyster M., et. al, 2018, PNUMA, 2018).⁴⁴



Glaciar Perito Moreno, Argentina
Foto por Matt Broch, Unsplash

44. El pico global de emisiones para 2020 es crucial para alcanzar los objetivos de temperatura del Acuerdo de París, pero la escala y el ritmo de la acción de mitigación actual sigue siendo insuficiente. (Informe de brecha de emisiones 2018, PNUMA, 2018).

Contexto Actual

Estamos a punto de perder la oportunidad de limitar el calentamiento global a 1.5°C, el momento de actuar es ahora. Aunque todavía habrá impactos climáticos a 1.5°C, este es el nivel que los científicos dicen que está asociado con impactos menos devastadores que los niveles más altos de calentamiento global (IPCC, 2018). Los países necesitan dar un salto cuantitativo en la reducción de las emisiones - a nivel mundial una reducción del 7.6% cada año desde 2020 hasta 2030 (Informe sobre la brecha de emisiones del PNUMA, 2019).

Se han obtenido pruebas de los cambios y la perturbación del sistema climático mundial que afectan a la región de América Latina y el Caribe. Por ejemplo, en los bosques templados de Chile y Argentina se produjeron incendios extensos y sin precedentes que quemaron cerca de medio millón de hectáreas (ha) (CONAF, 2019) durante 2016/2017; los incendios a gran escala afectaron a Brasil y Bolivia, destruyendo casi 5 millones de hectáreas en 2019 (NPR, 2019). El blanqueamiento de los corales en el Caribe ha afectado ahora a la mayoría de los arrecifes (Siegel, K., 2019), muchos de ellos de manera irreversible. Los glaciares tropicales de la región siguen desapareciendo y sólo quedan restos de los que se encuentran por debajo de los 5,000 m. Continúa la preocupación por el impacto a largo plazo del aumento de las temperaturas del suelo y de la atmósfera en la productividad y la ubicación de grandes extensiones de tierras agrícolas, así como en la estabilidad de los bosques del continente (Ripple et al., 2017).



Estos cambios afectan no solamente a la ecología de los sistemas impactados sino también a la supervivencia y el sustento de millones en la región, forzando incluso migraciones desde las áreas afectadas y amenazando las bases de la economía regional.

Bajo el incremento actual de la temperatura de 1.1°C, el cambio climático se ha convertido en una amenaza a la seguridad nacional de los países de la región. Si

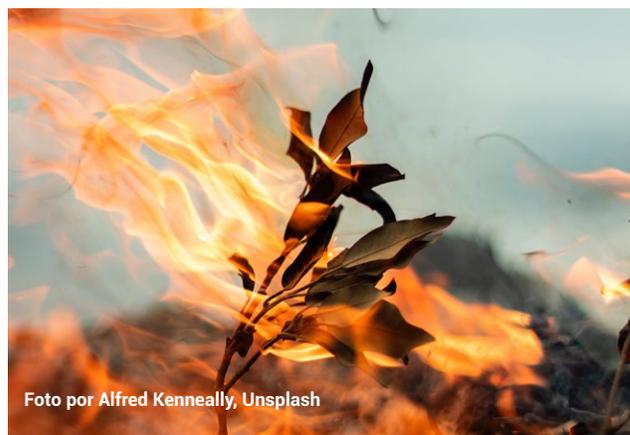


Foto por Alfred Kenneally, Unsplash

la temperatura global continúa subiendo, los efectos del cambio climático serán cada vez más graves y costosos.

El Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC; Allen y otros, 2018) y otros (McCracken, 2019) han llegado a la conclusión de que para limitar el calentamiento global a 1.5 °C es necesario adoptar medidas enérgicas e inmediatas en todos los sectores para detener las emisiones y evitar que la comunidad mundial sufra los peores efectos de la desestabilización del clima. Actualmente se están haciendo llamamientos para una descarbonización neta de las economías regionales con una frecuencia cada vez mayor (Vergara W., et al, 2015; Bataille C., et al, 2016)⁴⁵ y están siendo escuchadas por un número cada vez mayor de naciones de América Latina.⁴⁶ Muchos consideran ahora que la transición rápida y sistemática hacia las cero emisiones en la prestación de servicios no sólo es factible y alcanzable, sino también necesaria. Los científicos han hablado, ahora es el momento de que los gobiernos y las industrias tomen la delantera y aseguren una trayectoria de transición coherente con la vía de los 1.5 °C. Las economías deben pasar ahora a una vía de descarbonización.

En este sentido, el cambio transformacional del clima necesario para cumplir los objetivos de París y alcanzar la meta de cero emisiones para mediados de siglo puede apoyarse de manera crítica acoplando los sectores de la electricidad y el transporte. El objetivo de este reporte es ilustrar la oportunidad, el costo y los beneficios de la descarbonización de los

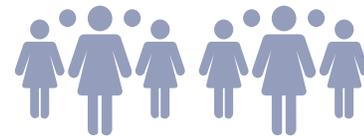
45. <https://initiative20x20.org/news/buenos-aires-declaration-restoration>

46. Por ejemplo, Costa Rica, Uruguay, Chile, Colombia han anunciado pasos para completar la descarbonización.

sectores de la electricidad y el transporte en la región de América Latina y el Caribe (ALC) para mediados del siglo. El informe también presenta ejemplos sobre el terreno, desde políticas exitosas hasta modelos empresariales, que señalan una posible transición acoplada de descarbonización. Si se intensifica, pondría a la región en un escenario virtuoso, elevando la ambición de la próxima generación de Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional al Acuerdo de París (NDC, por sus siglas en inglés).

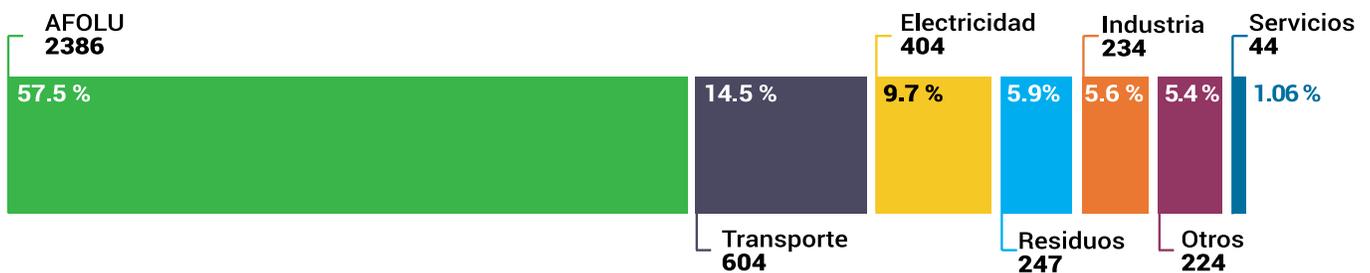
Las acciones revisadas en este reporte encajan en el molde de la acción climática audaz, como la llamó la Comisión Global para el Ambiente y el Clima (Nueva Economía Climática) en base a beneficios en términos de nuevos empleos, ahorros económicos, competitividad, oportunidades de mercado, y mejora del bienestar. Las acciones para descarbonizar bien pueden ser enmarcadas en el contexto de una economía verde, definida por el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) como “una que resulta en bienestar humano mejorado y equidad social, mientras reduce significativamente los riesgos ambientales y escaseces ecológicas” (PNUMA, 2012).

Toda la región tiene una contribución relativamente pequeña en la huella de carbono global (9.5%)⁴⁷ con aproximadamente el mismo porcentaje de población global.⁴⁸ Sin embargo, el promedio regional de emisiones de GEI per cápita (7 toneladas de CO₂-eq)⁴⁹ es mayor que la cifra global (5 toneladas de CO₂-eq).⁵⁰ Desde 2012, las emisiones regionales han disminuido de 4.6 GT CO₂-eq, a 4.3 GT CO₂-eq para 2017, a pesar de un aumento en la deforestación.⁵¹ Aun así, la región tiene una huella de carbono significativa y creciente en su sector del transporte (Figura 1), así como una huella comparable de emisiones del sector de generación de electricidad que juntas suman dos tercios de las emisiones de CO₂ fósil y cerca de un cuarto del total de emisiones de GEI en la región.



ALC es la región más urbanizada del planeta, el 80% de su población vive en ciudades.⁵² Consecuentemente, la mayoría del consumo de electricidad y actividad en carretera está concentrada en áreas urbanas.

Figura 1. Emisiones GEI en ALC (MTCO₂-eq), 2017



Fuente: GACMO, consultada, Octubre, 2019; CAIT, Climate Data Explorer, para emisiones fugitivas y combustibles bunker, incluidos como otros, <http://cait.wri.org> y GFW para la tasa de deforestación de 3.2 M ha de bosque primario en 2018)

47. The Brookings Institution 2014 Un Nuevo Acuerdo Global Puede Catalizar la Acción Climática en América Latina https://www.brookings.edu/wp-content/uploads/2016/06/Correct-Climate-LAC-GlobalViews52015_FINAL.pdf

48. Banco Mundial 2018 <https://data.worldbank.org/indicador/SP.POP.TOTL?locations=ZJ-1W>

49. Instituto de Recursos Mundiales 2014 Herramienta de Indicadores para el Análisis Climático (CAIT). <http://cait.wri.org>

50. Banco Mundial 2014 <https://data.worldbank.org/indicador/EN.ATM.CO2E.PC>

51. Basado en datos para América Latina de GACMO accedido en octubre de 2019, CAIT y FAOSTAT, accedido en octubre de 2019 y las tasas de deforestación de GFW (Global Forest Watch). La deforestación en 2017 se estima en 3.2 M ha; en 2018 disminuyó a 2.1 M ha., pero es probable que los incendios forestales recientes afecten nuevamente el total en 2019.

52. Banco Mundial 2018 https://data.worldbank.org/indicador/SP.URB.TOTL.IN.ZS?locations=ZJ&name_desc=false



Santiago, Chile
Foto por Marcela Castillo

La región tiene un sector eléctrico en crecimiento, el cual agregó cerca de 80 Gigavatios (GW) de capacidad instalada entre el 2012 y 2018. Aunque se reconocen los desafíos y diferencias entre circunstancias nacionales, Latinoamérica y el Caribe se han caracterizado (Vergara W. et al, 2014, IDB 2019) por tener las condiciones necesarias (dotación de recursos, economías atractivas, visión de negocios y capacidad institucional) para la transición a un sistema completamente basado en fuentes renovables. Además, en los últimos años, la viabilidad política, económica y técnica de la energía solar, de pequeña y gran escala, de la energía eólica, y de la tecnología de almacenamiento, han mejorado considerablemente. Estas mejoras señalan una transición en la generación de electricidad. También se puede afirmar que el importante papel de la energía hidroeléctrica en el sector eléctrico constituye un punto de inicio conveniente desde el cual lanzar una transición a energía renovable.

Las características del sector del transporte, con mayor actividad de movimiento de pasajeros concentrada en las ciudades, alta tasa de uso de autobús per cápita, y patrones bien conocidos de transporte de carga, también ofrecen las condiciones iniciales para una evolución similar del sector. Adicionalmente, los legisladores continúan impulsando un transporte público de bajo carbono. Mejorar la economía, y la creciente preocupación sobre la salud y el impacto ambiental de las emisiones provenientes de los buses de combustión interna en las ciudades son los dos principales impulsores.



Está comenzando a construirse el momentum para los autobuses eléctricos a nivel regional.

Los autobuses están pasando a ser eléctricos más rápido que cualquier otro segmento de vehículos. Además, el interés de los consumidores por los vehículos eléctricos está creciendo a medida que los fabricantes de automóviles lanzan más modelos de vehículos eléctricos. Este contexto señala una posible transición en el transporte.

Las barreras económicas, institucionales y socioculturales pueden inhibir las transiciones en la generación de electricidad y el transporte, según las circunstancias, la capacidad y la disponibilidad de capital a nivel nacional, regional y local. El uso de combustibles líquidos derivados del petróleo para el transporte sigue siendo un obstáculo fundamental para la eliminación de las fuentes de energía fósiles en la matriz de energía primaria. El uso de la gasolina, el diésel y otros combustibles utilizados en el sector del transporte requeriría su importación o producción, incluso si el sector de la electricidad pasara por completo a las fuentes renovables. Por lo tanto, la descarbonización del sector eléctrico actual no es suficiente para que las economías se acerquen mucho más a la situación de emisiones cero. Si otros sectores de la economía pudieran hacer simultáneamente la transición a la electricidad a medida que este sector se descarboniza, el proceso avanzaría mucho más rápido.

El informe se centra en un examen de las perspectivas de una transición simultánea, acoplada, de los sectores de la electricidad y el transporte como primer paso de una posible estrategia para dar mayor flexibilidad a los esfuerzos de la región por descarbonizar de una manera más rentable. El acoplamiento de los sectores puede contribuir a una descarbonización rentable, generando sinergias e interrelaciones entre diferentes partes de la economía y la obtención de beneficios económicos potencialmente más elevados



y un mayor impacto de mitigación. La gestión de una energía renovable y un transporte electrificado podría aportar a economías de escala, gestión de la demanda, flexibilidad en el almacenamiento de energía y resultar en inversiones optimizadas en ambos.⁵³



Una transición acoplada de los sectores de la electricidad y el transporte representaría también una asignación eficiente de recursos de capital en ALC y resultaría en beneficios cuantificables en seguridad energética, minimizaría la infraestructura y los costos de refinación, y reduciría efectivamente los GEI y contaminantes atmosféricos en las ciudades de la región, aportando en el proceso considerables beneficios para la salud.

Las ventajas adicionales incluyen oportunidades de empleo, generación de empresas y desarrollo de la tecnología ya que muchos servicios requerirían enfoques novedosos in situ. Un sector eléctrico diversificado, basado en renovables, produciría también un beneficio de resiliencia contra cambios anticipados en patrones de precipitación y periodos prolongados de sequía.

Las transiciones de este tipo, en vías paralelas, enfrentarían sustanciales barreras políticas, regulatorias y de incentivos que necesitan ser abordadas. Por ejemplo, las reglas para la generación eléctrica, la entrega y el uso de la red fueron definidas tradicionalmente pensando en recursos de combustibles fósiles y en muchos casos todavía reflejan esta inclinación. La infraestructura se desarrolló en circunstancias diferentes, sin tener en cuenta las tecnologías de energía renovable novedosas e intermitentes. Los marcos regulatorios y normativos también se diseñaron teniendo en cuenta los combustibles fósiles. Los reglamentos y la infraestructura de transporte son el dominio de los vehículos de combustión interna. También hay fuertes intereses económicos que representarían obstáculos a las transformaciones sectoriales que de otro modo serían deseables.

Pero, si tales transiciones y beneficios simultáneos se lograran, habría argumentos fuertes para avanzar en la evolución hacia una economía totalmente electrificada. Por ejemplo, transformaciones similares en los sectores industrial y doméstico podrían también catalizarse cuando se dispusiera de las necesarias reducciones de costos y tecnologías. Una economía electrificada basada en un suministro abundante y competitivo de energía renovable cumpliría los objetivos climáticos y de eficiencia sin necesidad de sacrificar el acceso y la calidad de los servicios.

53. En la evaluación de la transición, el informe utiliza los resultados del Modelo de Evaluación del Cambio Global, v 5.1 (GCAM) para proporcionar una referencia, business as usual, proyección a mediados de siglo; el Costo de Reducción de Gases de Efecto Invernadero de LAC MÓdel GACMO, versión del 6 Mayo 2015 actualizado a 1 Julio 2019 (GACMO) herramientas para estimar los costos actuales y futuros normalizados de la generación de energía y las opciones de transporte de carga y pasajeros; y las estadísticas de la FAO (FAOSTAT) y la Global Forest Watch (GFW) para proporcionar información sobre cuestiones relacionadas con el uso de la tierra.

Algunas naciones están mejor preparadas para embarcarse en una senda de carbono cero y, de hecho, algunas ya están bien encaminadas con las inversiones, las políticas y la participación del sector privado necesarias para la transición. Además, las experiencias de unos pocos países pueden ser ejemplos regionales, si no mundiales, de cómo proceder. Otros países tienen un potencial significativo para liderar y otros pueden ayudar a caracterizar estudios de casos para diferentes enfoques. Todos los países de la región han presentado Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC),⁵⁴ en las que se establecen prioridades para la mitigación y la adaptación al cambio climático. Las medidas en el sector de la energía están presentes en todas las NDC, lo que pone de relieve la importancia del sector en la región y en el logro del Acuerdo de París. El sector del transporte se menciona comúnmente dentro del sector de la energía, salvo en el caso de 9 países que abordan el transporte por separado.

Casi ningún país en la región ha establecido objetivos medibles para el sector energético. Ecuador es la excepción con objetivos de reducción del 20% al 25% de GEI del sector energético en comparación con su escenario BAU (Business as usual). Otra excepción es Granada, estableciendo una reducción en emisiones del 30% para el 2025, asociada al 10% de penetración de energía renovable y 20% de medidas de eficiencia. La falta de objetivos medibles en los sectores hace difícil monitorear el progreso en las NDC. En el lado positivo, muchos países han establecido objetivos numéricos en la eficiencia energética y en la energía renovable, habilitando así medidas de reducción de emisiones de GEI y, por lo tanto, una estimación de la contribución al sector energético.⁵⁵

La mayoría de las medidas del sector energético están relacionadas con energía renovable y objetivos de eficiencia energética. En el caso del sector transporte, las menciones están relacionadas con eficiencia ligada a la tecnología, impuestos a combustibles sucios, promoción de combustibles más limpios y tecnologías más limpias. Cabe señalar que los vehículos eléctricos son 3 veces más eficientes



que los motores de combustión interna. Por lo tanto, la adopción de EVs podría ayudar a obtener más rápido estos objetivos de eficiencia energética. En la tabla 1 infra se indican los países que mencionan o tienen objetivos en los sectores prioritarios del presente informe. De los 33 países enumerados, 22 han establecido objetivos de energía renovable y 5 mencionan que las ER son un componente importante de la estrategia de reducción de los GEI. El resto de los países (6) ni siquiera mencionan las ER en sus NDC y tampoco hacen ninguna declaración sobre el transporte eléctrico.



12 países realizaron compromisos sobre el transporte eléctrico en sus NDC. Uruguay es el único país con objetivos específicos sobre vehículos eléctricos.

Panamá, Ecuador y El Salvador mencionan la electrificación del transporte mediante la expansión del sistema de tranvías o metro. Otros cuatro países mencionan explícitamente el transporte eléctrico en sus NDC, mientras que otros tres lo hacen con términos como energía limpia en el transporte, vehículos de combustible alternativo o vehículos de bajas emisiones, esto también se contó como menciones. El compromiso de Dominica en sus NDC es con los vehículos híbridos. El resto de los países no hicieron ninguna mención al transporte ni declararon mejoras generales de la eficiencia. Debido a la falta de especificidad, esto no se contó como menciones al transporte eléctrico.

54. Las NDC incorporan los esfuerzos de cada país para reducir las emisiones nacionales y adaptarse a los impactos del cambio climático. El Acuerdo de París (Artículo 4, párrafo 2) requiere que cada Parte prepare, comunique y mantenga sucesivas contribuciones determinadas a nivel nacional, NDC que pretende lograr. Las Partes aplicarán medidas nacionales de mitigación, con el objetivo de lograr los objetivos de tales contribuciones

55. OLADE, 2018 - <http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/old0414.pdf>

Tabla 1. Menciones y objetivos sobre Energía Renovable y transporte Eléctrico en las NDC de los países de la región

 Objetivo  Mención  Energía Renovable  Transporte eléctrico			
País			Comentarios
Antigua y Barbuda			<ul style="list-style-type: none"> · Para el 2030, alcanzar una matriz de energía con 50 MW de electricidad de fuentes renovables tanto dentro como fuera de la red en los sectores público y privado. · Para el 2020, establecer estándares de eficiencia para la importación de todos los vehículos y electrodomésticos. Referencia para usar vehículos con mayor rendimiento de combustible y menos emisiones, y respaldo para vehículos eléctricos híbridos de flex-fuel.
Argentina			Medidas serán tomadas en los sectores de energía y transporte para reducir las emisiones pero no se especifica cómo.
Bahamas			<ul style="list-style-type: none"> · Un mínimo de 20% de energía renovable en la matriz de energía para el 2030. · Se menciona el cambio de combustible y la implementación de tecnologías de las pilas de combustible.
Barbados			<ul style="list-style-type: none"> · Energía renovable: contribuir un 65% de la demanda eléctrica total para el 2030. · GOB está invirtiendo en vehículos alternativos y combustibles como gas natural comprimido, gas de petróleo líquido, etanol, gas natural, híbrido y eléctrico y fomentando su adopción a través de incentivos en impuestos.
Belice			85% de energía renovable para el 2030 implementando energía hidroeléctrica, solar, eólica y biomasa, y reducción de pérdidas de transmisión y distribución.
Bolivia			Mayor participación de energía renovable hasta 79% de un 39% en el 2010.
Brasil			Expandir el uso de fuentes de energía renovable más de la energía hidroeléctrica en la combinación de energía total entre 28% y 33% para el 2030.
Chile			20% de la matriz energética debería estar conformada por energías renovables no convencionales para el 2025.
Colombia			El alcance incluye los sectores de la energía y el transporte pero no especifica ningún objetivo en particular.
Costa Rica			<ul style="list-style-type: none"> · Alcanzar y mantener una matriz de energía renovable 100% para el 2030. · (i) Mayor uso de transporte eléctrico, tanto público como privado (ii) tren eléctrico interurbano (iii) cartera de inversión en transporte sostenible.
Cuba			Incremento de energía renovable en la matriz de energía con 2.144 MW de energía de biomasa, solar, eólica e hidroeléctrica pequeña.
Dominica		 (híbrido)	<ul style="list-style-type: none"> · Tres mini-redes separadas, estimadas en 500kW cada una, prometiendo 500kW de energía eólica y 200kW de FV, con un generador de bio-diesel de respaldo para cada una, son propuestas. · Reducir las emisiones dle transporte en 16.9% desde un escenario BAU para el 2030 (i) Introducir una política que establezca que todos los vehículos del gobierno que deban ser reemplazados, lo sean por híbridos.; (ii) Introducir un mecanismo basado en el mercado para motivar al sector privado a comprar vehículos híbridos cuando reemplacen sus vehículos actuales.
República Dominicana			No hay una mención específica a las energías renovables o del sector del transporte. Menciona la energía como uno de los sectores a trabajar.
Ecuador			<ul style="list-style-type: none"> · Incrementar la energía solar y eólica. · Desarrollo de un tranvía y tren subterráneo eléctrico.
El Salvador			<ul style="list-style-type: none"> · i) Impulsar la energía renovable, ii) desarrollo de la energía geotérmica condicionada al apoyo financiero, iii) elaboración de un objetivo para la energía renovable a fin de lograr para 2025 que no sea inferior al 12% de la energía total generada en 2014. · Expandir el sistema de tranvías.

País			Comentarios
Grenada	●		10% de energía renovable en el sector de la energía para el 2025.
Guatemala	●	●	<ul style="list-style-type: none"> · 80% de energía renovable en el sector de la electricidad para el 2030 desde una base de 69.72%. · Desarrollar programas de incentivos fiscales y esquemas de subsidios para el uso de energía limpia en el transporte público y privado.
Guyana	●		Desarrollar un suministro de electricidad 100% renovable para el 2025.
Haití	●		Aumentar en un 47% la participación de las energías renovables en el sistema eléctrico.
Honduras			No hay mención específica a las energías renovables o el sector del transporte. Se menciona la energía como uno de los sectores a trabajar.
Jamaica	●		Incrementar el porcentaje de fuentes de energía renovable en su matriz de energías primarias a un 20% para el 2030.
México			Menciona la energía como uno de los sectores a trabajar, con el transporte como un subsector.
Nicaragua	●		Alcanzar un 60% de energía renovable en el sector de la electricidad para el 2030 desde una base de 53.5%.
Panamá	●	●	<ul style="list-style-type: none"> · Incrementar en un 30% las energías renovables no convencionales para el 2050. · Electrificación del transporte por expansión del sistema de subterráneo.
Paraguay	●		Incrementar el consumo de energías renovables en un 60%.
Perú			La energía fue mencionada bajo el sector del agua. No hay mención a las energías renovables o el transporte.
Saint Kitts y Nevis	●		Incrementar el uso de fuentes de energía renovable en un 50%.
Santa Lucía	●	●	<ul style="list-style-type: none"> · Objetivo de 35% de energía renovable para el 2025 y de 50% para el 2030 basado en una mezcla de fuentes de energía geotérmica, eólica y solar. · Reducción del impuesto especial y la tarifa para importadores de vehículos con mejor rendimiento de combustible y vehículos de energías alternativas.
San Vicente y la Granadinas	●	●	<ul style="list-style-type: none"> · (i) La central de energía geotérmica propuesta por el país (cuya finalización está prevista para 2018) generará aproximadamente el 50% de las necesidades de energía anual nacional ii) permitiendo y fomentando la instalación de energía fotovoltaica (FV) de pequeña escala en los sectores privado y público. · Políticas para reducir los impuestos de importación de los vehículos de bajas emisiones.
Surinam	●		A través de esfuerzos existentes y con el financiamiento para su implementación, Surinam está dispuesto a continuar la transición de su sector de energía para asegurar que se mantenga por encima de 25% de energía renovable para el 2025.
Trinidad y Tobago	●		Menciona las energías renovables como un medio para reducir las emisiones.
Uruguay	●	●	<ul style="list-style-type: none"> · Cierre en anillo de la red de suministro de electricidad de alto voltaje en todo el país para apoyar la generación descentralizada de energía eléctrica a partir de fuentes renovables: 215 km adicionales instalados para 2025. · I) Mayor adopción de vehículos eléctricos en el transporte público: 110 autobuses y 550 taxis para 2025. (II) Mayor adopción de vehículos eléctricos utilitarios: 900 unidades para 2025. (III) Reemplazo del 5% de la flota de vehículos privados ligeros por vehículos eléctricos para 2025. IV) Red de estaciones de carga de vehículos eléctricos en todo el país y extensión de la Ruta Eléctrica a las principales carreteras de Uruguay. V) Red de carga rápida: instalación de estaciones de carga rápida en corriente continua.
Venezuela	●		Desarrollo de dos grandes parques eólicos.

Fuente: Registro NDC <https://www4.unfccc.int/sites/NDCStaging/Pages/All.aspx>

Desde la presentación de las NDCs, varios países han reforzado sus compromisos en los sectores de la energía renovable y el transporte eléctrico en sus planes nacionales de energía, planes de descarbonización y/o en otros instrumentos de política energética y ambiental (véase el capítulo 9). El objetivo del estudio en este respecto es apoyar los esfuerzos de los países, para la próxima ronda de NDC, de considerar los beneficios combinados de abordar estos dos sectores conjuntamente para seguir avanzando en sus objetivos climáticos.

El fundamento del presente informe es aumentar la conciencia sobre las oportunidades de alcanzar los objetivos de cero emisiones de carbono y ayudar a ampliar las ambiciones de las NDC en la región, proporcionando ejemplos de medidas prácticas y datos que apoyen la transición hacia una economía electrificada e impulsada por la energía renovable. El informe también debería ser una continuación del documento anterior, publicado en 2015 (PNUMA Carbono Cero América Latina, 2015), y en previsión de nuevos esfuerzos analíticos.

Fuentes de información y métodos

El informe se basa en gran medida en la información existente en la literatura técnica y los datos industriales. La información del sector energético se obtuvo a través de las estadísticas de ENERDATA y British Petroleum (BP). La información sobre el uso del suelo se obtuvo de la base de datos de la Organización de las Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación (FAOSTAT) y de la Global Forest Watch (GFW) creada y mantenida por el World Resources Institute (WRI). La información sobre la ubicación y la capacidad de las centrales eléctricas existentes se obtuvo de Resource Watch (RW), creada y mantenida también por el WRI. Para el escenario de referencia o BAU, se utilizó el Modelo de Evaluación del Cambio Global (GCAM; GCAM 5.1.3: <http://www.globalchange.umd.edu/gcam/>) creado y operado por el Joint Global Change Research Institute of the Pacific Northwest. Las estimaciones de LCOE, LCOT y otros datos de costos se calcularon mediante la versión para América Latina y el Caribe del Modelo de Costos de Reducción de Gases de Efecto Invernadero (GACMO), creado y gestionado por la asociación entre el PNUMA y el Instituto Técnico Danés.



CAPÍTULO 2

EL ESTADO ACTUAL Y FUTURO DE LOS SECTORES DE LA ELECTRICIDAD Y EL TRANSPORTE DE LA REGIÓN ALC BAJO EL ESCENARIO BAU (BUSINESS AS USUAL)

En este capítulo se resume la oferta y la demanda de electricidad de estos sectores de la economía regional. También se examina la intensidad de carbono de la generación eléctrica y del transporte y las emisiones de carbono por modo. Por último, se concluye con proyecciones de la demanda y las emisiones de carbono futuras para 2050, en un escenario BAU, tal como se define en el marco de modelización GCAM.

 Panamá City, Panama
Foto por Levi Morsy, Unsplash

2.1 Sector eléctrico

Tendencias recientes

La demanda de electricidad está creciendo a un ritmo moderado, motivado por la demografía, el aumento del producto interior bruto (PIB), el acceso mejorado a esta, y aumento de los estándares de vida en general.



La producción de electricidad de ALC en el 2018 está estimada en 1.57 PWh,⁵⁶ que representa un aumento del 7% desde el 2012.

Sin embargo, ha sido relativamente plano desde el 2016. Este nivel de producción es equivalente a alrededor del 6% de la producción de electricidad global (26.6 PWh),⁵⁷ para una región con 8.5 % de la población global y 6.7% del PIB global.

La tabla 1 reúne, mediante indicadores clave, las tendencias actuales en el sector de la electricidad. La electricidad ha mantenido su participación aproximada en la demanda de energía primaria de la región. No obstante, la composición de la matriz de generación de electricidad está cambiando. Se ha producido un aumento sustancial de la capacidad instalada de las energías renovables no convencionales.⁵⁸

Tabla 1. Dinámicas de cambio recientes en el sector de la electricidad de la región

	2012	2018	Observaciones
PIB Regional en Billón US\$ constante 2010	5.74	6.12	Aumento moderado en el valor de producción de bienes y servicios.
Demanda Total de Energía primaria (PWh e)	10.20	10.33	Demanda global de energía aumentando a una tasa mucho menor que la producción económica, indicando eficiencia energética mejorada.
Demanda Total de Energía eléctrica (PWh)	1.46	1.57	Ligero incremento de la porción eléctrica en la demanda total de energía primaria.
Capacidad Nominal Instalada Sector de la energía (GW)	327	405	La matriz eléctrica continúa creciendo en línea con demandas anticipadas mientras que provee un margen de seguridad en las operaciones.
Capacidad hidroeléctrica (GW)	155	185(*)	Algunas grandes instalaciones hidroeléctricas desarrollándose, pero su contribución relativa al total está cayendo a medida que las energías renovables no convencionales han aumentado su participación.
Renovables no convencionales (GW) como parte de la capacidad nominal.	21 6%	48 (*) 12%	La disminución de los costos de generación y un entorno normativo propicio han contribuido a duplicar con creces la capacidad de las energías renovables no convencionales desde 2012.
Intensidad de carbono del sector eléctrico (tCO ₂ /GWh)	280 (**)	243	El sector continúa reduciendo su huella de carbono por MWh, desde una base ya baja como resultado de la alta participación, en aumento, de las energías renovables en la matriz eléctrica.
Consumo de electricidad anual per cápita (MWh/persona)	248	251	La región mantiene una baja demanda de electricidad per cápita.
Uso de electricidad por unidad de PIB (MWh/1000 USD PPP,2018)	320	290	La intensidad eléctrica de la producción económica sigue disminuyendo.
Acceso a la energía (% de la población con acceso a electricidad)	96.5 (***)	97.7 (***)	Acceso muy elevado comparado con otras regiones del mundo en vías de desarrollo, acceso continuo a mejorar. La cobertura en áreas urbanas excede el 99%.
Porcentaje de uso de la electricidad en el transporte (%)	0.0007	0.0067	El transporte depende de combustibles fósiles con alguna participación de etanol y biodiesel; hay un relativo gran aumento en el uso de electricidad, pero desde una base muy baja.

Fuente: basado en información de BP Stats, 2013 y 2019; Enerdata; WEC, 2018, IRENA, 2019; (*) datos para 2017; World Bank, 2019; (**) datos para 2014 de GACMO, 2019. (***) datos para 2012 y 2016 de: <https://tradingeconomics.com/latin-america-and-caribbean-developing-only/access-to-electricity-percent-of-population-wb-data.html>; datos de PIB de: <https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.KD?end=2018&locations=ZJ&start=2012>; consultados en agosto de 2019

56. Datos de GACMO, consultados en julio 29, 2019.

57. Estadísticas BP, 2019.

58. Las energías renovables no convencionales agrupan todas las fuentes de energía renovables distintas de la hidroeléctrica e incluyen energía solar, eólica, geotérmica, marina y biomasa.

Concretamente, los beneficios para la energía solar y eólica han sido el resultado de la reducción de los costos de equipo, funcionamiento y gestión (que se examinan con más detalle en la sección 4); las mejoras tecnológicas y de eficiencia, incluida la capacidad de almacenar energía; la conciencia de los efectos negativos de las centrales eléctricas alimentadas con combustibles fósiles en el medio ambiente; y compromisos de política más enérgicos, en muchos de los países de la región.⁵⁹ El resultado neto ha sido una reducción adicional en la intensidad de carbono del sector, haciendo la producción de electricidad en ALC una de las menos intensivas en carbono a nivel mundial.⁶⁰

De hecho, medido en términos de intensidad de uso en la actividad económica, la electricidad ha continuado una tendencia a largo plazo hacia la mejora de la eficiencia, alcanzando en 2018, 290 MWh/USD1000 PPP. Esto está muy por debajo de la media de las naciones en desarrollo como China, o de toda la región de África y Asia. La región es eficiente en el uso de electricidad y cada vez lo es más. Además, en general, la región sigue teniendo un modesto consumo de electricidad per cápita (2.5 MWh/persona al año) pero un acceso relativamente

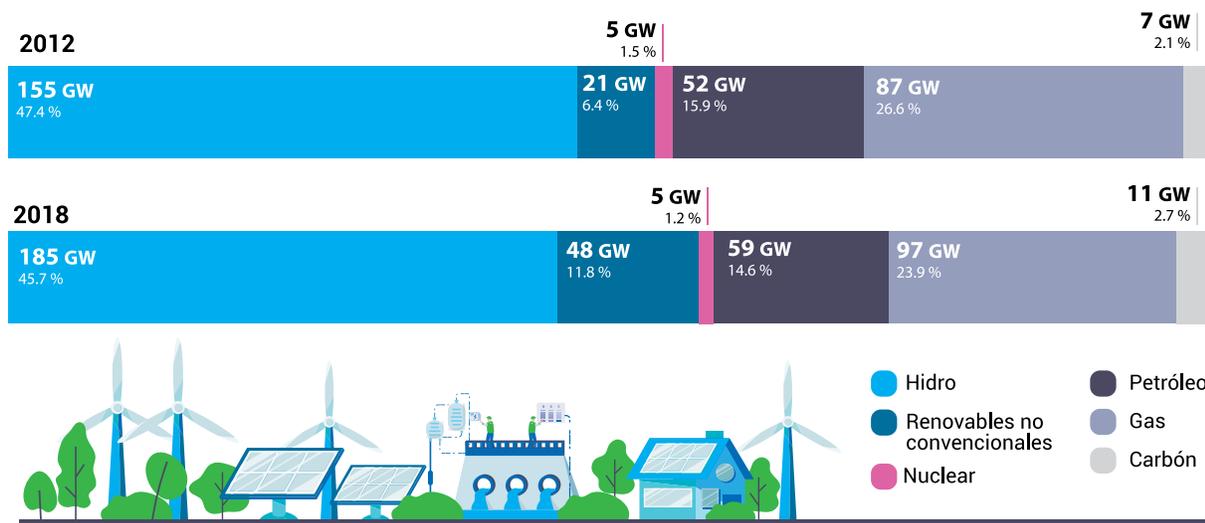
alto, con cerca del 98% de la población conectada a la red. Los esfuerzos adicionales de eficiencia energética tienen un buen punto de partida en la región. Por último, la proporción de electricidad en el uso de energía en el transporte, a pesar del vigoroso crecimiento, sigue siendo relativamente modesta.

En resumen, las opciones de energía renovable están ganando en despliegue y cuota de mercado. El uso de electricidad por unidad de producción económica muestra una mayor eficiencia, el uso per cápita es bajo y el acceso a la energía es más alto que el promedio mundial (88.8%)⁶¹ y comparativamente alto con respecto a la mayoría de las regiones en desarrollo.⁶²

Fuentes de generación de electricidad y su huella de carbono

En la actualidad, la mayor parte de la capacidad instalada es en energía hidroeléctrica (46%). Pero, desde 2012 la capacidad instalada de renovables no convencionales, ha duplicado su participación en la matriz regional hasta el 11.8%. La energía renovable, incluida la hidroeléctrica, representaba casi el 58% en 2018 (Figura 1).

Figura1. Evolución de la capacidad instalada de electricidad (GW) por fuente de energía, 2012 a 2018



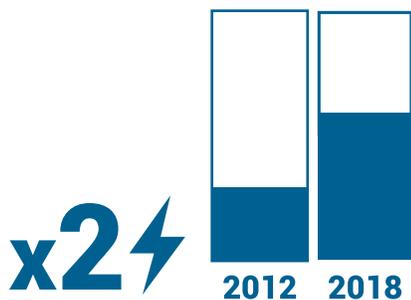
Fuente: De datos en ENERDATA, accedidos en agosto de 2019.

59. Puede consultarse un análisis de los marcos de políticas en Vergara W. et al., 2015, denominado Carbono Cero LAC versión 1.0).

60. Algunos países en otras regiones tienen una huella de carbono más baja, pero ALC tiene la huella más baja en todo el mundo.

61. Basado en datos de: <https://data.worldbank.org/indicator/eg.elc.accs.zs>; accedidos en agosto 2019.

62. El acceso a la electricidad es un 43% en África, 79% en el Sur de Asia y 87% en el Este de Asia. (<https://www.brookings.edu/blog/africa-in-focus/2019/03/29/figure-of-the-week-electricity-access-in-africa/>;))



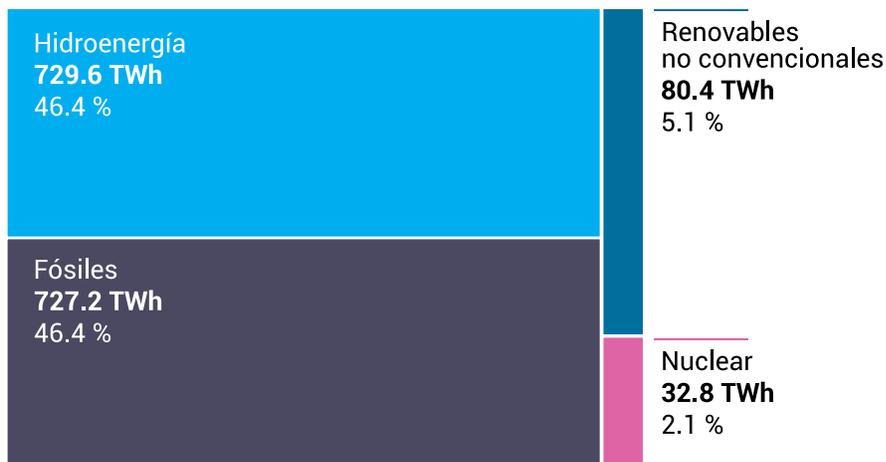
Desde el 2012, la capacidad instalada de energías renovables no convencionales ha duplicado su participación en la matriz regional a 11.8%. La energía renovable, incluyendo la energía hidroeléctrica, representó casi el 58% en el 2018.

Algunos países de la región han alcanzado o están en proceso de alcanzar el 100% de energía eléctrica renovable y más están alineando acciones y políticas hacia este objetivo. Las energías renovables no convencionales están desplazando cada vez más a los combustibles fósiles en la cuota de las fuentes de electricidad. La participación en la generación total puede verse en la Figura 2.

La nueva estructura de capacidad ha llevado a una reducción en las emisiones de CO₂ del 15%. La Figura 3 muestra la evolución reciente, las emisiones alcanzaron su punto máximo en 2015. Dado el impulso de las alternativas renovables, es poco probable que esta tendencia se revierta. La transición energética ya ha comenzado.

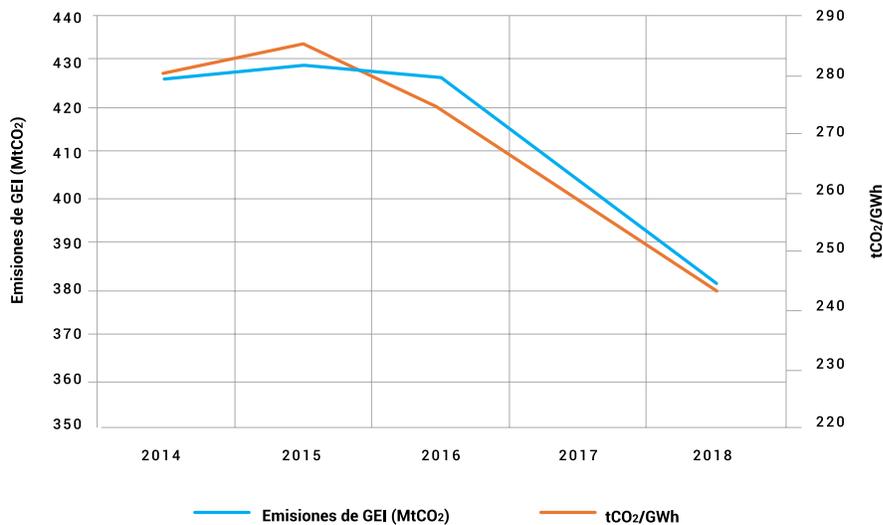
El aumento de la participación de las energías renovables ha recortado la intensidad de carbono del sector, desde un punto de partida ya bajo de 285 tCO₂/GWh en 2015 a 243 tCO₂/GWh en 2018⁶³, convirtiendo a la región en un líder mundial en la generación de electricidad con bajas emisiones de carbono. Una matriz

Figura 2. Generación de electricidad, por fuente, 2018



Fuente: de datos en ENERDATA, accedida en agosto de 2019

Figura 3. Evolución de emisiones de GEI del sector en generación de electricidad, 2014-2018



Fuente: de datos en ENERDATA, accedida en agosto de 2019

63. Base de datos GACMO consultada en julio de 2019

eficiente y baja en carbono es un fuerte argumento para electrificar otras actividades económicas, como el transporte. Ofrece oportunidades para acoplar la transición de otros sectores de la economía hacia la descarbonización completa. La región, en su sector eléctrico, tiene una buena plataforma de lanzamiento hacia la descarbonización completa.

Sin embargo, al contrario de la situación regional general, la principal fuente de electricidad del Caribe sigue siendo los combustibles fósiles al 82% (McIntyre A., etc., 2016), con precios de electricidad extremadamente altos y siendo todos los países importadores de energía, excepto Trinidad y Tobago. Estos altos precios de la electricidad también son el resultado de una red de distribución costosa que suministra múltiples puntos, cada uno con demandas relativamente modestas. Al mismo tiempo, se dispone de importantes recursos solares y eólicos, lo que es un argumento para que el Caribe haga la transición a un sector eléctrico descarbonizado.

La electricidad se utiliza en diversos grados en el sector residencial y el comercial, en parte, para satisfacer la creciente demanda de enfriamiento de espacios, pero principalmente para la cocina, refrigeración, iluminación y calentamiento de agua, y en el sector industrial para

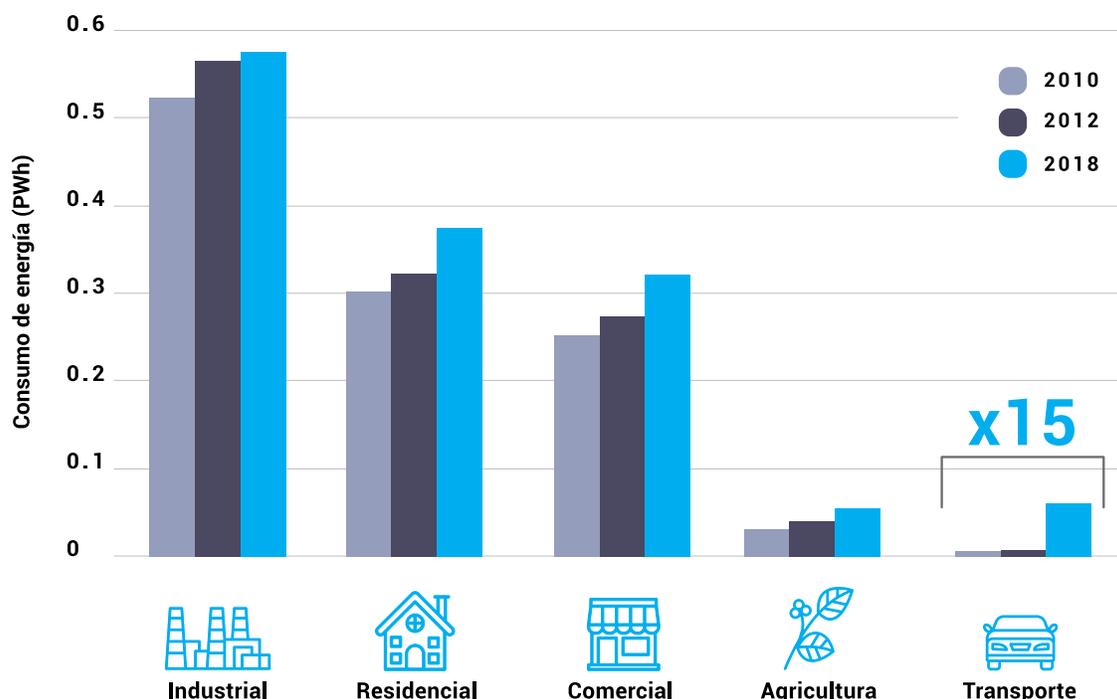
calefacción, refrigeración y bombeo; pero solo muy marginalmente en los sectores del transporte y la agricultura (Figura 4). La electricidad utilizada en el transporte aumentó en un factor de 10 entre 2012 y 2018, lo que refleja el creciente despliegue de metros, servicio ligero y vehículos eléctricos de pasajeros.



Tipología de país

La mayor parte de la oferta y la demanda de la región, así como su huella de carbono, se concentra en algunas naciones con una proporción significativa de energías renovables. Los países enumerados a continuación representan el 83% de la generación de electricidad total y constituyen una lista objetivo para una caracterización basada en el país. Hay un subconjunto de países que ya cuenta con, o está muy cerca de contar, con el 100% de generación renovable de electricidad, principalmente como resultado de políticas decididas para descarbonizar (Uruguay, Costa Rica).

Figura 4. Evolución del uso de electricidad, por sector, 2010-2018



Fuente: GACMO accedido en agosto de 2019; basado en la producción general de electricidad de 1.57 PWh, y consumo de 1.31 PWh en el 2018

Un segundo subconjunto cuenta con una mayoría de energías renovables en su sector energético, basándose en su dependencia histórica de la energía hidroeléctrica (Naciones Andinas, Brasil). Hay un grupo adicional con una gran dependencia de los combustibles fósiles (Argentina, México, Panamá), y un país (Chile) que ya está en una trayectoria declarada de descarbonización. Se incluye a Jamaica como muestra representativa de las condiciones en la región del Caribe. En la tabla 2 se resume la demanda general de energía, la generación de electricidad y la huella de carbono del sector eléctrico de esos países. Además de Uruguay y Costa Rica, Brasil, Colombia y Perú figuran entre los países de la muestra con las menores intensidades de carbono. México, Chile y Jamaica tienen las mayores intensidades; sin embargo, Chile ha emprendido una ambiciosa transición del sector eléctrico a las fuentes renovables.

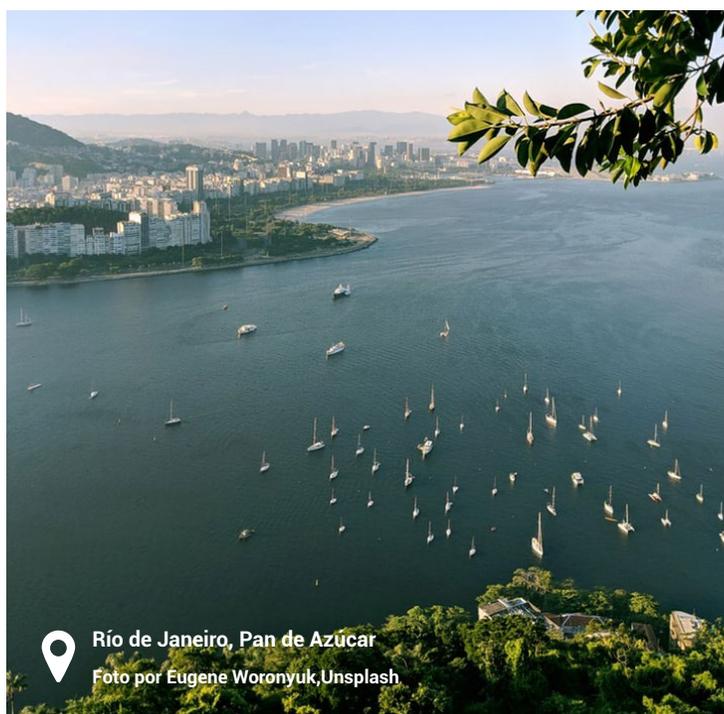


Tabla 2. Demanda de energía primaria y generación de electricidad del país (2018)

País	Demanda de energía primaria (TWh e)	Generación total de electricidad (TWh)	Cuota de generación de electricidad en la demanda de energía (%)	Cuota de renovables en la generación de electricidad (%)	Emisiones de CO ₂ (Mt)	Intensidad de carbono del sector eléctrico (T CO ₂ /MWh)
Argentina	992	147	15	31	41.4	0.28
Brasil	3388	588	17	83	47.5	0.08
Chile	447	80	18	47	34.4	0.43
Colombia	449	77	17	76	10.6	0.14
Costa Rica	58	9	16	100	0	0
Jamaica	34	3	9	0	2.0	0.67
México	2191	332	15	16	129.7	0.39
Panamá	55	8	14	25	2.3	0.28
Perú	278	54	19	60	9.6	0.17
Uruguay	59	9	15	95	0.1	0.01
Total de la Región		1570				

Fuente:⁶⁴ ENERDATA, 2019 y Estadísticas BP, 2019, Index Mundi 2019, IRENA 2018, DGE, 2019.

64. Demanda de energía primaria y total de generación eléctrica basada en datos presentados en ENERDATA, 2019 y BP Statistics, 2019, excepto en Uruguay y Costa Rica, generación de electricidad basada en datos presentados en Index Mundi, (<https://www.indexmundi.com/g/g.aspx?v=81&c=bb&l=en>) accedido en julio 2019 y ENERDATA. La generación de electricidad en Panamá es para 2015. Participación de las energías renovables en Panamá, según lo informado por IRENA en https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/May/IRENA_RRA_Panamá_2018_En.pdf; de lo contrario, datos sobre el porcentaje de energías renovables del Anuario estadístico mundial de energía 2019, <https://yearbook.enerdata.net/renewables/renewable-in-electricity-production-share.html>; accedido en julio de 2019, excepto Perú de DGE, 2019. Las emisiones se basan en el consumo de combustible, la eficiencia promedio de las centrales eléctricas según lo informado por USEIA (<https://eia.gov>) y los factores de emisión utilizados en GACMO.

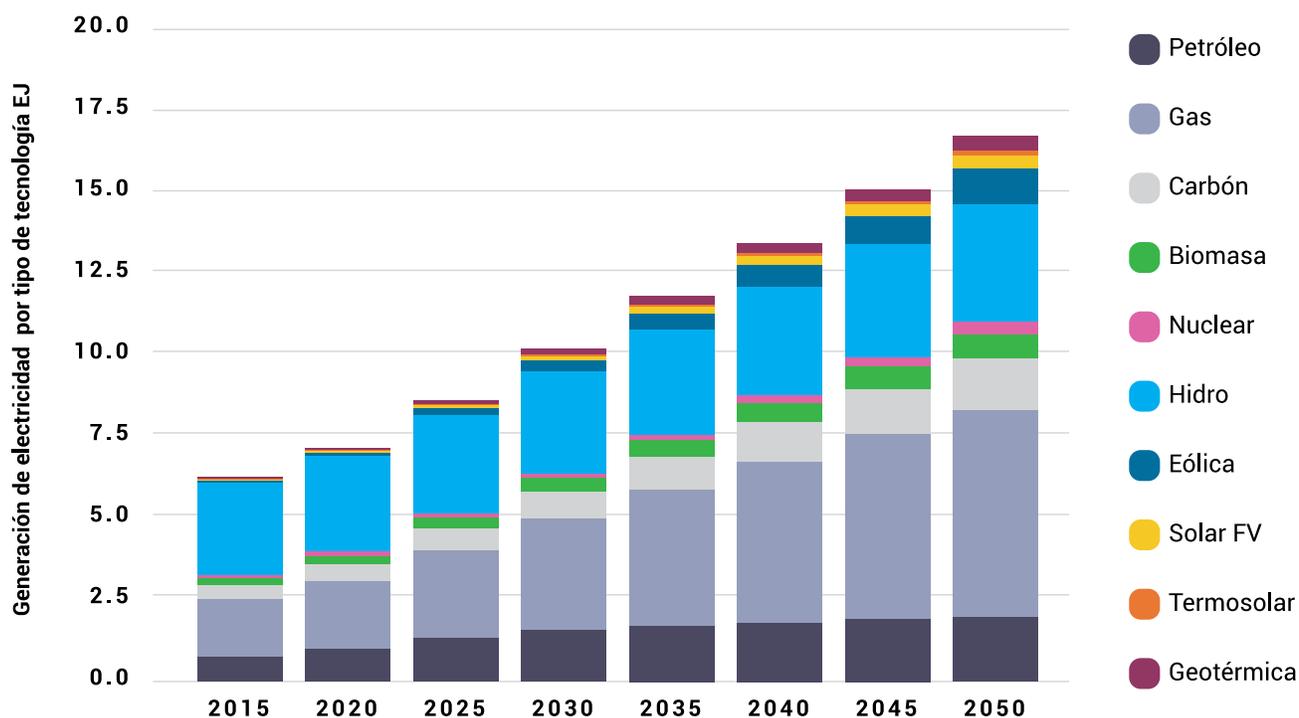
Demanda futura de electricidad

Se prevé que el crecimiento de la demanda regional de electricidad se verá impulsado por el aumento del nivel de vida, la demografía, el PIB y la urbanización. Por ejemplo, según las proyecciones de la Evaluación de la energía mundial (GEA) del IIASA (Instituto Internacional de Análisis de Sistemas Aplicados), la demanda de energía eléctrica en la región se triplicaría para 2050 hasta alcanzar los 18 EJ. Para los fines de este análisis, el escenario BAU se basa en el escenario de referencia del Global Change Assessment Model.⁶⁴ El escenario de referencia del GCAM refleja las condiciones BAU, en las que las tendencias sociales, económicas y tecnológicas no difieren notablemente de las pautas históricas y sin políticas o medidas adicionales a las ya existentes hasta 2010 (año de calibración) para mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero.⁶⁵ Una descripción resumida del modelo y sus capacidades

se encuentra en Calvin et al., 2018. En el GCAM 5.1.3 (América Latina y el Caribe - LAC - versión del modelo utilizada aquí), la región LAC está representada por ocho regiones modelo: Argentina, Brasil, Centroamérica y el Caribe, Colombia, México, Norte de Sudamérica, Sur de Sudamérica y Uruguay. Los resultados del GCAM de estas ocho regiones se agregaron para generar una proyección para la región. La generación de electricidad proyectada para 2050 en estas geografías bajo el escenario BAU del GCAM se incluye en el Anexo 1.

Bajo el escenario GCAM BAU, la demanda total de electricidad regional proyectada alcanza los 16.7 EJ para el 2050, casi triplicando (x2.7) la demanda de electricidad de 2015 (Figura 5). Las fuentes fósiles generarían aproximadamente el 60% de la electricidad a mediados de siglo, y el gas natural triplicaría la electricidad entregada en 2015.

Figura 5. Generación de electricidad proyectada, por tecnología, bajo GCAM BAU,⁶⁷ 2015-2050 (adición neta)



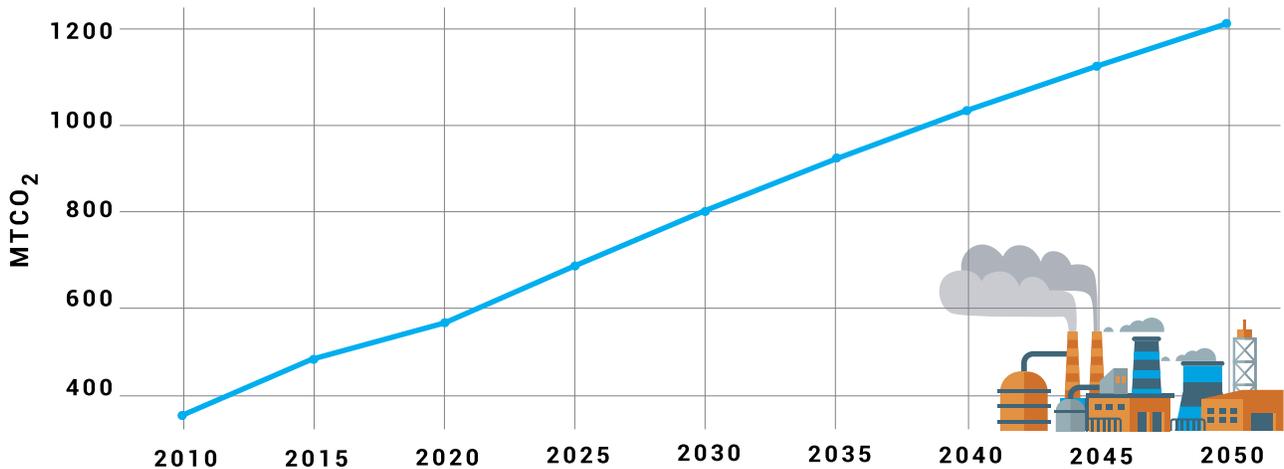
Source: As projected under GCAM BAU outputs, August 2019.

65. Una descripción del modelo GCAM y la documentación en línea están disponibles en: <http://jgcri.github.io/gcam-doc/>;

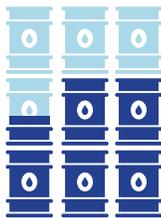
66. Los supuestos del escenario de referencia para las condiciones socioeconómicas son coherentes con la trayectoria del SSP2. El año base del GCAM para su escenario BAU es 2010. Por lo tanto, no capta plenamente los cambios recientes en la composición de las plantas de generación de la región. Sin embargo, es indicativo de un futuro potencial en el que la capacidad basada en combustibles fósiles sigue funcionando y proporciona detalles sobre las emisiones que se asociarían a dicho escenario. El GCAM BAU también es útil para proporcionar información sobre las implicaciones en términos de desembolsos de capital que podrían compararse con el escenario de intervención

67. La fracción FV incluye la capacidad de la gran escala y la distribuida.

Figura 6. Emisiones proyectadas del sector de generación de electricidad, bajo el escenario BAU GCAM, 2010-2050



Fuente: Según lo proyectado bajo los resultados GCAM BAU, agosto de 2019



Escenario BAU: Fuentes fósiles generarían aproximadamente 60% de la electricidad para el 2050.

Las fuentes renovables no convencionales y la hidroeléctrica aumentarían sustancialmente su capacidad, pero solo representarían el 47% de la capacidad total instalada. No se consideran los impactos climáticos en las instalaciones hidroeléctricas instaladas. La mayor parte de la nueva capacidad aún sería provista por el gas natural.

Como consecuencia, las emisiones aumentarían 2.4 veces de aproximadamente 500 millones de toneladas de CO₂ en 2017 a 1,200 millones de toneladas a mediados de siglo (Figura 6).⁶⁸ Este es un futuro que no se puede permitir si la región va a cumplir con los objetivos del Acuerdo de París. Las inversiones

asociadas⁶⁹ para mantener este nivel de generación de electricidad también se calcularon utilizando GCAM. Bajo el escenario BAU, la inversión en capacidad de generación requerida para toda la región se estima en USD 943 mil millones (2010)⁷⁰ (Figura 7, esto equivale a USD 1083 mil millones (2018)).



Inversión en escenario BAU: USD 1083 mil millones (2018)

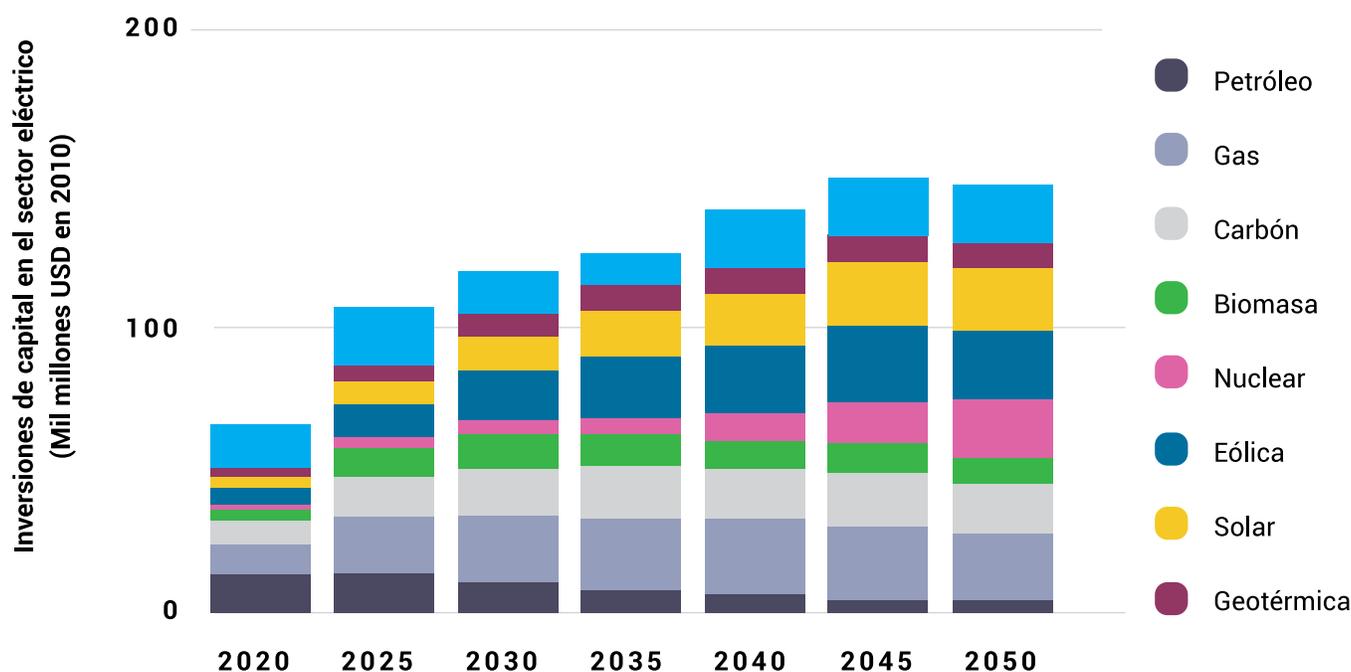
De este total, las inversiones en capacidad eléctrica de combustibles fósiles darían como resultado USD 365 mil millones en el 2010 (USD 420 mil millones (2018)), de los cuales el 70% corresponde a nuevas inversiones en electricidad de carbón y gas. Este sería un gran desembolso de capital, en una tecnología que se enfrenta a una fuerte competencia y a la presión de desaparecer para cumplir con los objetivos climáticos.

68. GCAM sobreestima las emisiones del 2017 del sector eléctrico en aproximadamente un 20% en comparación con los datos de ENERDATA, compilados a través de GACMO

69. Los montos de inversión solo reflejan inversiones en capacidad eléctrica instalada.

70. Las estimaciones de capital de GCAM se basan en 2010 US \$. Para fines de homogeneidad, estas estimaciones se han ajustado a 2018 US \$. Las estimaciones del costo de capital solo incluyen el costo de la capacidad de generación. Los costos de transmisión y distribución no se calcularon y no están incluidos. La inferencia es que no hay una diferencia apreciable en los costos de transmisión entre los dos escenarios utilizando un enfoque de red inteligente.

Figura 7. Inversión de capital anual en el sector eléctrico, por períodos de 5 años, según el escenario GCAM-BAU, 2020-2025



Fuente: Según lo proyectado bajo los resultados GCAM BAU, agosto de 2019

2.2 Sector del transporte

Evolución reciente del sector del transporte

Aunque el transporte eléctrico ha evidenciado una lenta adopción en la región, la demanda de electricidad en el sector del transporte se ha multiplicado por 10 en los últimos 6 años. La descarbonización del sector del transporte se ha orientado más hacia la mejora de la eficiencia energética y las normas sobre emisiones de carbono. Sin embargo, sigue siendo el sector de la economía con mayor uso de energía fósil y, por lo tanto, líder en cuanto a las emisiones relacionadas con los combustibles fósiles (15% de todas las emisiones regionales de GEI en 2018).⁷¹ Entre los factores que contribuyen al aumento del uso de la energía figuran una rápida tasa de motorización; una población urbana en expansión junto con procesos de planificación urbana deficientes; un mayor movimiento de carga para los mercados nacionales

y de exportación; y la mejora del nivel de vida. El sector del transporte regional incluye una gran flota de vehículos de transporte por carretera, en la que la carga y los pasajeros participan aproximadamente a partes iguales en el uso de la energía y las emisiones de GEI. También incluye una importante flota ferroviaria, concentrada en unos pocos países (Brasil, Chile, Colombia, México), así como componentes de transporte marítimo (fluvial) y aéreo.⁷² El transporte es un sector complejo de la economía que atiende a una demanda variada de servicios, con flotas que responden a diferentes factores.⁷³ Los esfuerzos para aumentar la movilidad eléctrica en cada segmento requerirán diferentes tecnologías, enfoques y herramientas políticas y enfrentarán diferentes aspectos económicos. La dinámica de cambio del sector en general y su impacto en la huella de carbono se resumen en la Tabla 3. La tabla incluye el uso de energía y la huella de carbono de la flota actual, a excepción de la aviación.

71. Compilación en GACMO, consultado en agosto 2019, utilizando datos de ENERDATA

72. En el anexo 5 se resume la flota general de transporte por carretera, la flota de carga y pasajeros en la región para los países de interés.

73. El desarrollo y mantenimiento de la infraestructura vial, ferroviaria y fluvial también es muy importante para la eficiencia del sector.



Tabla 3. Dinámicas recientes de cambio en el sector del transporte e implicaciones para su huella de carbono

Indicador	2012	2018	Factor	Impacto en las emisiones del sector transporte
Uso de energía en transporte (EJ)	8.77	9.08	Crecimiento económico, urbanización	Demanda continua de servicios de transporte, las altas tasas de motorización y la expansión de la carga han aumentado la huella de carbono.
Urbanización (%) del total de la población en áreas urbanas (*)	78.6	80.7	Disponibilidad de servicios y oportunidades laborales en zonas urbanas.	La alta tasa de urbanización concentra la huella de carbono de las flotas de pasajeros y carga ligera. También ha resultado en congestión. Pero, ofrece oportunidades para cambios a gran escala en las áreas metropolitanas.
Tasas de motorización (vehículos por 1000 habitantes (**)) (automóviles)	275 (Mex) 250 (Bra) 314 (Arg) 130 (Pan)	297 (Mex) 294 (Bra) 316 (Arg) 208 (Pan) ⁷⁴	Crecimiento de la clase media, altas tasas de urbanización.	Las crecientes tasas de motorización están aumentando las emisiones per cápita del sector del transporte. La congestión resultante reduce la eficiencia del combustible y aumenta las emisiones por pasajero-kilómetro.
Cuota modal estimada de servicios de transporte público (% de viajes de pasajeros)	Entre 30 y 40% dependiendo de cada área urbana.	Estancado	Altos costos de transacción institucional y de gobierno.	La alta, pero estancada, participación de los sistemas de transporte público de superficie en el transporte de pasajeros está limitando el impacto potencial de los BRT y otros sistemas en la eficiencia del uso del espacio público y en la reducción de emisiones por pasajero.
Antigüedad estimada de la flota de carga (años)	13 a más de 20 años (ver Tabla 6)	13 a más de 20 años (ver Tabla 6)	La atomización de la propiedad de la flota y el alto costo del equipo desalienta las actualizaciones tecnológicas en ausencia de beneficios por reducción de emisiones.	La obsolescencia del material rodante en el transporte de carga y las regulaciones laxas mantienen altas tasas de emisiones por tonelada kilómetro.
Uso de electricidad en transporte ferroviario (%)	Bajo	Bajo	Cobertura de red limitada	Alta participación de motores diésel en transporte ferroviario.
Emisiones de GEI por sector de transporte (MT CO ₂)	665	604	Eficiencia energética mejorada en flota.	Los aumentos en la tasa de motorización están siendo compensados con mejoras en la eficiencia energética de las flotas, altos costos de combustible.

Fuente: Datos de GACMO y Enerdata, a menos que se indique lo contrario. (*) <https://population.un.org/wup/Download/>; accedido en agosto de 2019; datos de 2010 y 2018. (**) para México, Brasil y Argentina en 2010 (Daniela Roque y Masoumi H., 2015).

74. Provincia de Panama: 1992-2005



Transporte de pasajeros

Vehículos ligeros

Si bien la tasa de propiedad sigue siendo muy inferior a la de los países de Europa y los Estados Unidos, el parque automotor de la región está creciendo en seis millones de unidades al año (Lustic, N., 2019). El creciente parque automotor se suma a los espacios públicos ya congestionados de las zonas urbanas; contribuye al aumento de la carga de contaminación en las cuencas atmosféricas urbanas y al incremento de las emisiones de GEI por pasajero-kilómetro.⁷⁵

El aumento de la motorización ha sido continuo, lo que ha impulsado a los gestores de las ciudades a adoptar medidas para reforzar o añadir restricciones al tráfico de pasajeros. Entre ellas figuran la restricción del acceso durante los períodos de mayor tráfico, la designación de zonas libres de automóviles, el aumento de las tarifas de estacionamiento y otras. No obstante, las pruebas indican que la congestión no ha mejorado de manera significativa en la mayoría de las zonas urbanas. Como resultado, la flota de automóviles sigue produciendo la mayor parte de la huella de carbono en las zonas urbanas, a pesar de tener la tasa de pasajero-kilómetro más baja.

Transporte público

La composición de los modos de transporte en muchas zonas urbanas de la región se compara muy favorablemente con el uso del transporte público de pasajeros en las ciudades de Europa septentrional y otros lugares, debido principalmente al uso del transporte público. En términos de pasajeros-kilómetro, el transporte público tiene la mayor proporción de todos los modos. La región tiene una de las mayores flotas de autobuses y el mayor uso de autobuses per cápita del mundo (Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente, 2018). Los datos de la tabla 4 ilustran que la mayor parte de las emisiones de CO₂ está relacionada con los vehículos ligeros, mientras que el transporte público transporta muchos más pasajero-kilómetro. En ciudades como Buenos Aires, Ciudad de México y Lima, la mayoría de los viajes de pasajeros se realizan en transporte público, sin embargo, estas ciudades experimentan una grave congestión de tráfico. Es evidente que, si se hace hincapié en los vehículos públicos de cero emisiones y en el transporte no motorizado no sólo se reducirán las emisiones de las zonas urbanas, tanto de importancia mundial como local, sino que también se aliviará la congestión y se contribuirá a mejorar la productividad y los indicadores de salud.

75. Si bien la electrificación del transporte en las zonas urbanas tiene el potencial de desplazar las emisiones de GEI y de contaminantes de criterio aerotransportados, no repercutirá per se en la congestión y las consiguientes pérdidas de productividad y calidad de vida de los pasajeros. Para hacer frente a la congestión, se requieren otras medidas complementarias que favorezcan un mayor uso del transporte público y no motorizado.

Tabla 4. Distribución de las emisiones y pasajeros por kilómetro

País	Tasa anual de motorización (%) (2010-2020)	Participación del automóvil en las emisiones de GEI en el transporte de pasajeros (%)	Participación de pasajero-kilómetro en áreas urbanas representativas (%)		
			Ciudad		
Argentina	3.4	93	Buenos Aires	22 ⁷⁶	50
Brasil	4.2	92	Sao Paulo	46 ⁷⁷	37
Chile	5.2	83	Once ciudades	28 ⁷⁸	30
Colombia	7.9	77		24 ⁷⁹	47 ⁸⁰
Costa Rica	5.3	66	Ciudad de Panamá	n/a	n/a
México	3.0	91	Lima y Callao	36 ⁸¹	58
Panamá	7.6	n/a	Montevideo	n/a	n/a
Perú	9.5	71		22 ⁸²	54
Uruguay	4.5	n/a		26 ⁸³	36

 Automóviles y vehículos livianos

 Transporte público (Buses, metro, tren ligero)⁸⁴

Fuente: datos sobre las tasas de motorización según lo informado en ONU Medio Ambiente, 2018; emisiones estimadas sobre la base de la composición de la flota, otras fuentes como se indica en las notas al pie de página.

Autobuses de Tránsito Rápido



La región es el líder mundial en sistemas de bus de tránsito rápido (BRT).⁸⁵

Existen en la actualidad BRTs en 54 ciudades de América Latina.⁸⁶ Estas incluyen 99 rutas BRT que operan con una extensión superior a 1300 kilómetros en 10 países, incluyendo Argentina, Brasil, Chile, Colombia, México y Perú (ver tabla 5). Según los datos del BRT Global, el sistema de BRT de América Latina transporta casi 21 millones de personas al día, lo que representa el 62% de los pasajeros trasladados por BRT en todo el mundo.⁸⁷ Al menos tres BRT están

incluyendo o a punto de poner en marcha autobuses eléctricos (Santiago, Bogotá y Curitiba) en sus rutas principales o de alimentación. Santiago ha lanzado el primer BRT de flota 100% eléctrica⁸⁸ con 389 buses eléctricos en total, y Colombia ha adquirido 379 buses eléctricos para el TransMilenio. Estas ciudades tienen las flotas de buses eléctricos más grandes del mundo después de China. También hay 21 sistemas BRT adicionales en construcción y 10 en expansión en la región.⁸⁹ La región también ha sido pionera en el desarrollo de instituciones, protocolos operativos e infraestructura para sistemas de tránsito rápido de autobuses, que podrían ampliarse o replicarse en otras ciudades para aumentar el impacto general sobre la movilidad y las emisiones.

76. Centro Tecnológico del Transporte de Argentina (2013).

77. Sólo transporte motorizado (2017): <https://g1.globo.com/sp/sao-paulo/noticia/2019/07/03/anda-sp-super-rush-da-hora-do-almoco-concentra-o-maior-numero-deslocamentos-diz-pesquisa.ghtml>

78. (2012) <https://www.mtt.gob.cl/archivos/10194>;

79. <http://imaginabogota.com/academia/movilidad-en-bogota-bien-en-distribucion-de-modos-nos-falta-mucho-en-satisfaccion/>;

80. Figura solo para Bogotá.

81. 2017: <http://giitral.iingen.unam.mx/Estudios/EOD-Estadisticas-03.html>

82. WRI comunicación interna

83. WRI comunicación interna

84. Estimaciones de la proporción de kilómetros por pasajero proporcionadas

por WRI en comunicación privada. El saldo restante después de contabilizar los automóviles, que incluye viajes compartidos y taxis, y el transporte público es proporcionado por transporte no motorizado

85. BRTs o Sistemas de Transporte Rápido es un sistema de transporte basado en autobuses con carriles de tránsito dedicados diseñados para mejorar la ocupación del espacio público y ofrecer mejoras en la movilidad del transporte de pasajeros en las ciudades.

86. (<https://brtdata.org/>; consultado en agosto de 2019)

87. <https://brtdata.org/>

88. <https://www.electrive.com/2019/10/16/chile-launches-latin-americas-first-electric-bus-corridor/>

89. (<https://brtdata.org/>; consultado en agosto de 2019)

Tabla 5. Características generales de los sistemas BRT en la región

 BRT	 Número de Rutas	 Distancia (km) [corredor]	 Demanda diaria (Millón de Pasajeros por Día) [corredor]	 Costo Promedio (US\$ millón por km) [corredor]	 Flota total (número de vehículos)
Argentina	9	59.80	1.73	-	-
Brasil	27	420.71	2.73	39.38	3966
Chile	9	81.15	0.33	-	-
Colombia	26	229.82	3.34	20.09	2006
Ecuador	6	116.80	1.05	-	582
El Salvador	1	6.40	0.27	6.60	67
Guatemala	2	24.00	0.21	-	130
México	14	307.70	1.97	23.24	647
Perú	1	26.00	0.70	-	487
Venezuela	4	42.20	0.24	-	45
Total	99	1314.58	12.4	89.31	3966

Fuente: base de datos BRT, consultada el 1 de agosto de 2019.

Transporte de carga

El transporte de carga es vital para la economía de ALC, ya que permite el comercio y el acceso a los servicios. La carga en la región se mueve a través de camiones, ferrocarriles, embarcaciones y aviones. La infraestructura comprende carreteras, vías férreas, depósitos de carga, puertos y nodos de intercambio con muchos operadores y distribuidores.

Camiones

Alrededor del 70% del transporte de carga en la región se realiza en camiones (Barbero J. L., 2017). Hay un crecimiento continuo de la flota de camiones de todos los tamaños y de los kilómetros recorridos por carretera, en respuesta directa al aumento de la actividad económica y a la demanda de exportaciones de alimentos, fibras, metales y minerales de los mercados internacional y nacional. Los segmentos de la flota presentan diferentes características de organización y equipamiento y diferentes perfiles de combustible y emisiones, lo que dificulta una evaluación detallada. No obstante, se pueden hacer algunas caracterizaciones a partir de algunos estudios (BID, 2017, IIRSA, 2015). La mayor parte del material rodante de la región se encuentra en cuatro países (Argentina, Brasil, México y Colombia) y está vinculado al transporte de productos básicos agrícolas, minerales y productos manufacturados. Contribuyen al alto perfil de emisiones de la flota de camiones su relativa antigüedad y su baja eficiencia en el uso de combustible (Tabla 6).



 Guamaré, Brasil
Foto por ALE SAT, Unsplash

Tabla 6. Estimado de edad y distancia viajada por año para la flota de camiones, por subregiones, 2017



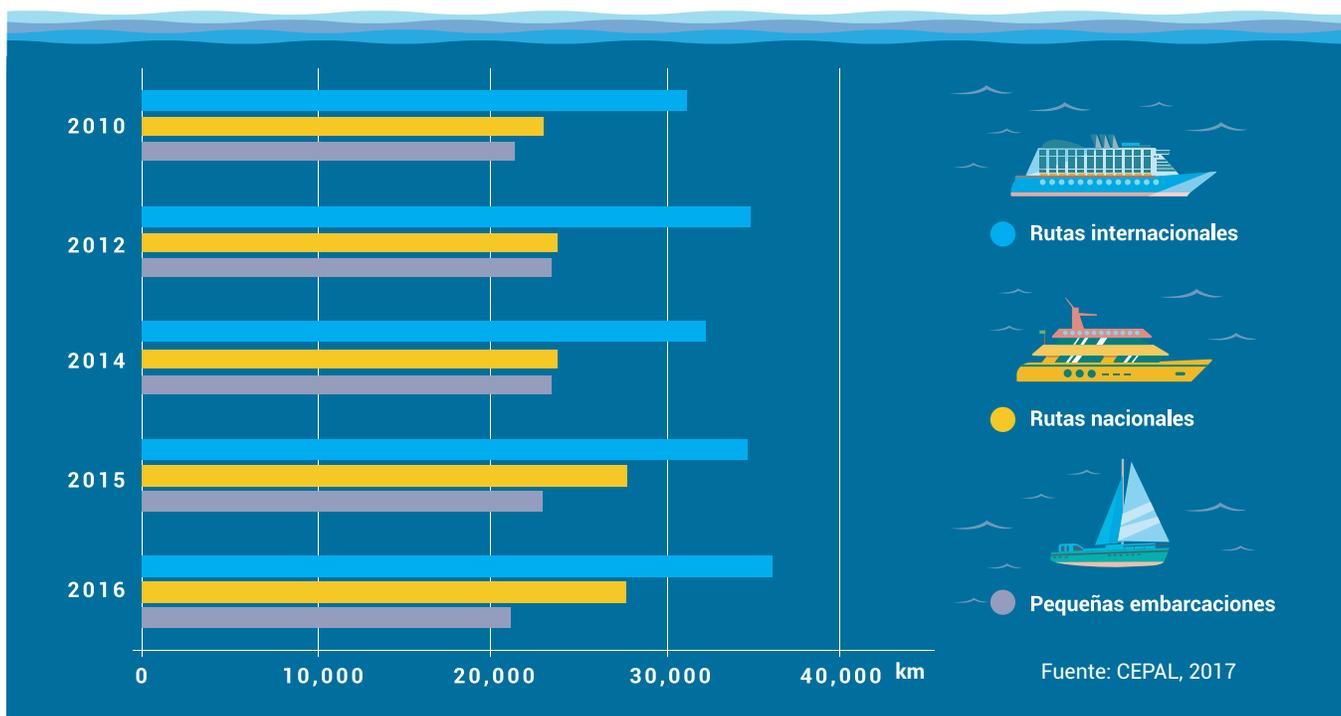
Región	Edad de flota (years)	Distancia anual de viaje (km)	Eficiencia de Combustible
Centroamérica	Sobre 20	40,000	Baja
Naciones Andinas	20	60,000	Media
Cono Sur	13	80,000	Alta
Brasil	12	80,000	Alta
Estados Unidos	Por debajo de 7	105,000	Alta

Fuente: IIRSA 2017 y estimaciones del autor.

Embarcaciones fluviales y marinas

La región tiene una rica dotación de rutas de transporte fluvial (concentradas en América del Sur), así como importantes rutas marítimas, ancladas por la ubicación del Canal de Panamá y las actividades económicas orientadas a la exportación en la región. Por ejemplo, algunos países de la región tienen densidades muy altas de red fluvial comparables a los países de Europa.⁹⁰ En Brasil, el transporte fluvial representa aproximadamente la misma distancia recorrida que el transporte internacional (Figura 8). En América Central y el Caribe, el transporte marítimo es el principal modo comercial.⁹¹

Figura 8. Transporte fluvial en Brasil. Distancia anual recorrida (km) por tipo de embarcación, 2010-2016



90. Colombia, Perú, Argentina y Brasil tienen redes fluviales extensas pero subutilizadas (ver CEPAL, 2017 para una revisión de la infraestructura fluvial en la región)
 91. Estimado de <http://thecentralamericangroup.com> consultado en septiembre de 2019

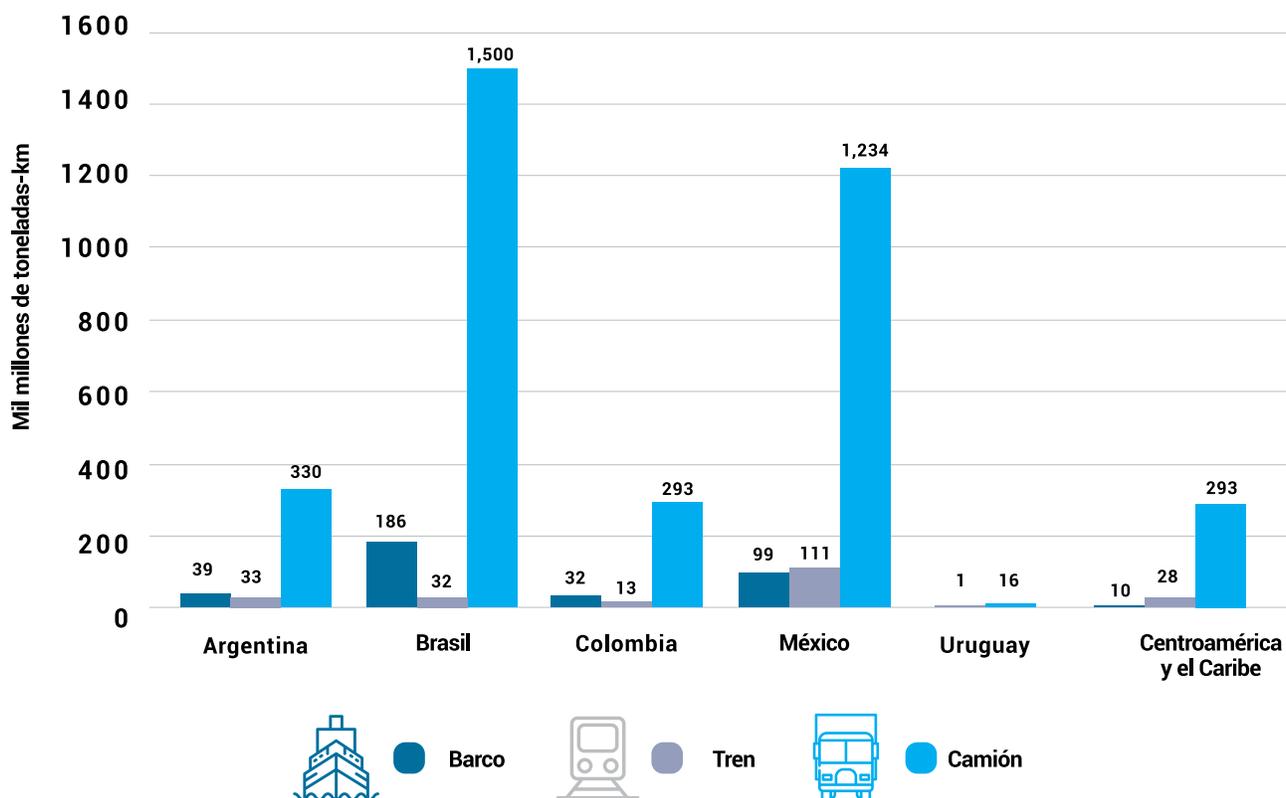
Recientemente, algunos países de la región, incluidos Colombia y Brasil, han anunciado programas ambiciosos para utilizar mejor el transporte fluvial en los movimientos nacionales de carga y pasajeros. Otros países, como Ecuador y Perú, están avanzando en la modernización de los marcos institucionales para el sector.

En términos de eficiencia de carbono, el transporte marítimo y fluvial ocupan el primer lugar en comparación con otros modos (Figura 5). Lamentablemente, el volumen de carga y pasajeros en estos modos es relativamente pequeño, ocupando el tercer lugar en términos de tonelaje transportado y el cuarto en términos de actividad económica (CEPAL, 2017). No hay información suficiente sobre las flotas fluviales y marinas totales y su participación total en el transporte de carga y pasajeros en la región. Para los propósitos de este informe, las estadísticas sobre el uso de diésel marítimo se han utilizado como un proxy para estimar la participación del transporte marítimo y fluvial en la huella de carbono general del sector del transporte.

Ferrovionario

Muchos de los indicadores para la carga ferroviaria y el transporte de pasajeros muestran ineficiencia, bajos niveles de seguridad, exceso de personal y, en general, baja productividad relacionada con la antigüedad y un mantenimiento deficiente del material rodante y de la vía. Esto se agrava con una pérdida de vías en servicio en la región (Domenech y Montalvo, 2010). Se estima que la edad promedio de la flota de locomotoras de la región supera los 40 años, y algunos han estado en servicio activo durante más de 50 años (Frost y Sullivan, citados por Rail Pro 2016). Los ferrocarriles están perdiendo cuota en el transporte de carga y pasajeros, sin embargo, son una alternativa más eficiente en términos de costos y carbono que los camiones. Existe un potencial significativo para fortalecer el sistema ferroviario en la región para contribuir plenamente a la demanda de pasajeros y carga en el futuro. En la Figura 9 se muestra una estimación del movimiento de carga total para algunos países. Los camiones son el modo predominante en la carga.

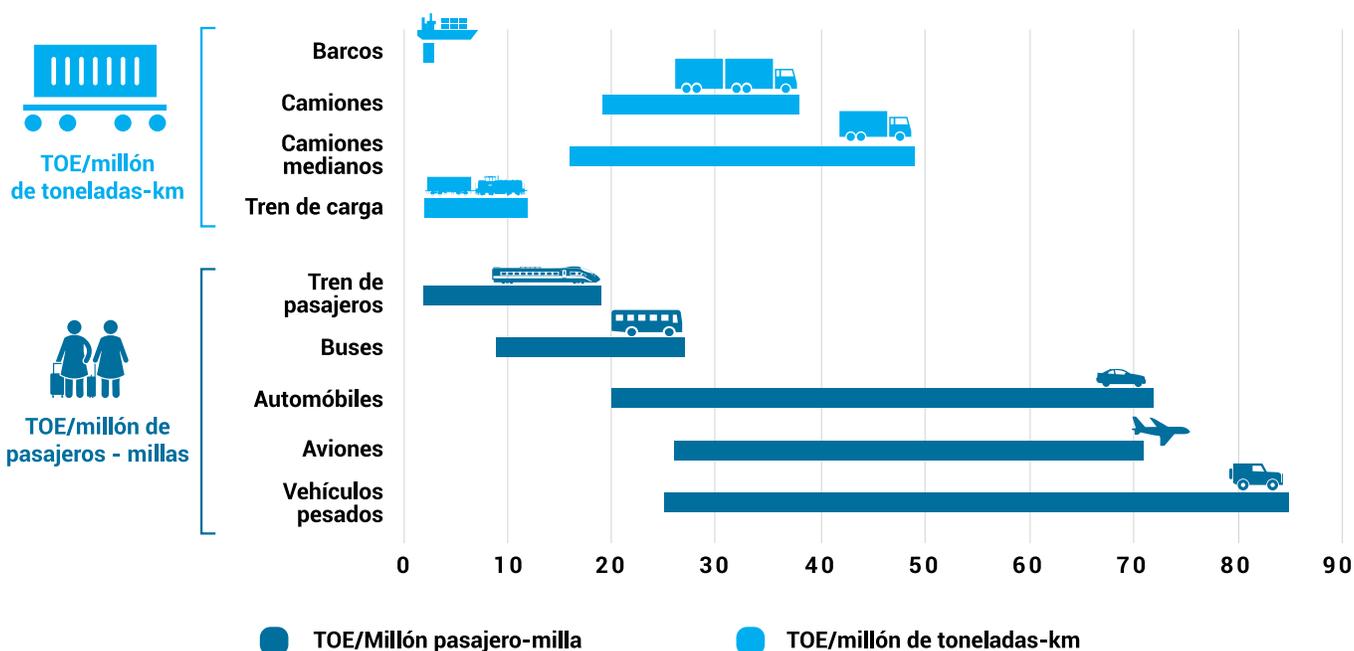
Figura 9. Carga transportada estimada (en mil millones de toneladas-kilómetro), en países seleccionados de ALC, por modalidad, 2015



Fuente: Datos de GCAM del 2015



Figura 10. Eficiencia energética de los medios de transporte de pasajeros y de carga

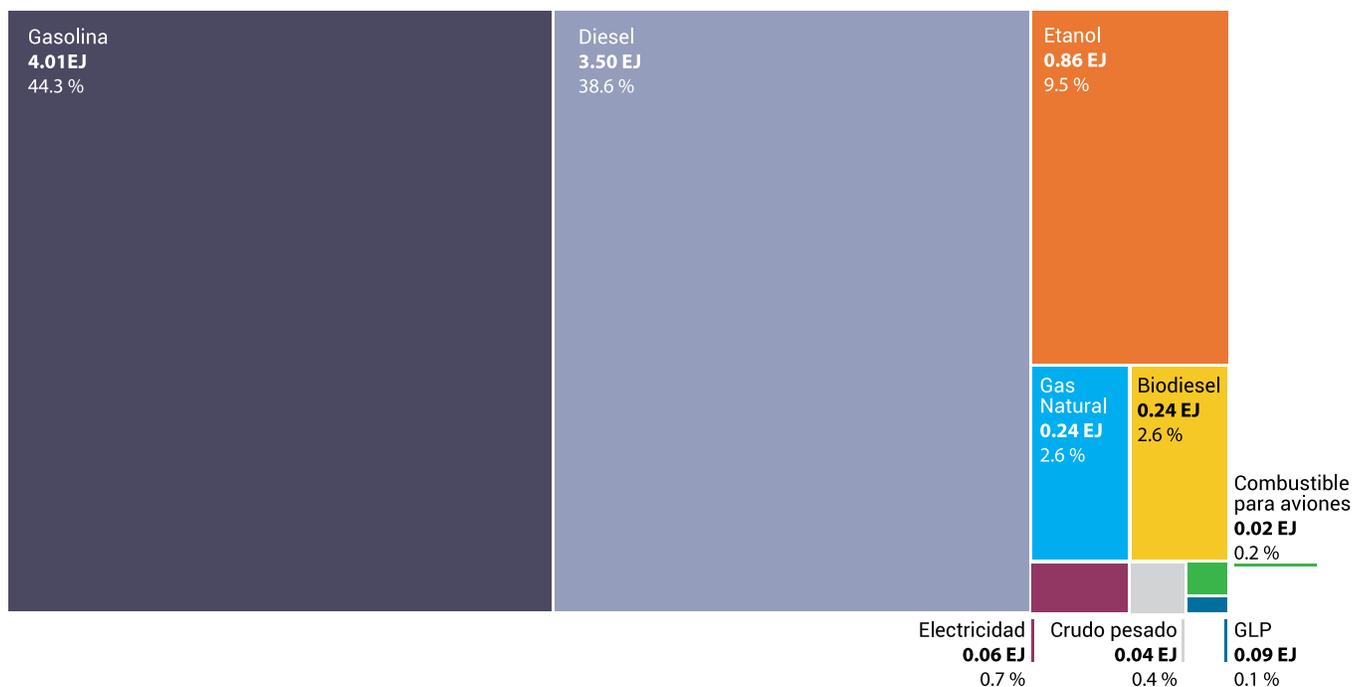


Fuente: IEA, 2019

Eficiencia energética y huella de carbono

Los ferrocarriles y las embarcaciones son considerablemente más eficientes energéticamente por unidad de peso transportada y hoy tienen la huella de carbono más baja de todos los modos para el movimiento de pasajeros y carga por unidad de peso transportada y distancia recorrida (Figura 10). Maximizar ambos sería el enfoque más racional, incluso si todos los modos pasan a la electricidad bajo una matriz de energía renovable. El diésel y la gasolina continúan siendo los combustibles más utilizados en el transporte, representando el 83% del total en términos de uso de energía. El uso de

combustibles en el sector del transporte por tipo se presenta en la Figura 11. La electricidad aparece ahora en las estadísticas disponibles. Hay una creciente experiencia con la electrificación de las flotas de pasajeros y de carga y una cierta limitada fabricación de vehículos eléctricos. En la tabla 7 se presenta la huella de carbono actual de los países destinatarios en lo que respecta a la carga y los pasajeros por medio de transporte. Mientras que los autobuses transportan un gran número de pasajero-kilómetro y los camiones la mayor parte de la carga, los vehículos ligeros tienen una huella de carbono similar. El ferrocarril y el transporte marítimo sólo son relevantes en unos pocos países.

Figura 11. Combustibles utilizados en el sector transporte, por producto, 2018


Fuente: Compilado de Enerdata a través de GACMO). Las emisiones de la fabricación de los combustibles no están incluidas. Emisiones de electricidad estimadas suponiendo una matriz eléctrica renovable al 50% y una eficiencia tres veces mayor en la entrega del trabajo. Se utiliza algo de carbón en las operaciones ferroviarias, pero el tonelaje es marginal.

Tabla 7. Huella de carbono estimada (MT CO₂) en el sector transporte por país y por modo, 2018

— Vehículos de pasajeros en carretera —

País	Automóviles y otros vehículos ligeros	Vehículos pesados	Tren	Embarcaciones	Otros	Total
Argentina	18.5	19.5	-	1.1	5.1	44.2
Brasil	60.1	110.1	4.0	0.9	4.9	180.6
Chile	9.9	13.7	0.2	0.5	0.2	24.5
Colombia	15.9	15.1	-	0.1	1.3	32.4
Costa Rica	2.7	2.8	-	-	-	5.5
Jamaica	1.4	0.3	-	-	-	1.7
México	88.8	38.6	2.4	3.0	3.4	136.2
Panamá	2.6	-	-	-	2.1	4.7
Perú	5.1	13.3	-	-	2.8	21.2
Uruguay	1.8	1.8	-	-	-	3.6

Fuente: Enerdata compilado a través de GACMO sobre el uso de combustibles. Asume que todos los vehículos ligeros usan gasolina y todos los autobuses y camiones usan diésel. Considera que el uso de etanol y biodiésel no genera emisiones directas. Algunos datos no están disponibles.

Demanda futura

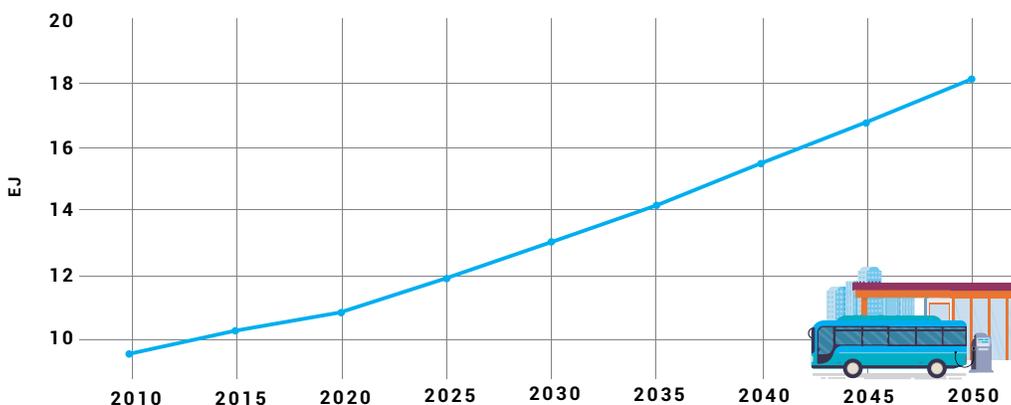
Las proyecciones del IIASA sitúan el uso anual de energía por el transporte en 14 EJ para 2050.⁹² El escenario BAU del GCAM proyecta una duplicación de la demanda de energía llegando a 18 EJ para 2050 (Figura 12).⁹³

La demanda de servicio proyectada para el transporte de pasajeros en el escenario BAU del GCAM se presenta en la figura 13, en millones de pasajero-kilómetro. La mayor parte de la demanda sigue estando asociada a los vehículos ligeros. La participación de los autobuses se mantiene aproximadamente constante.



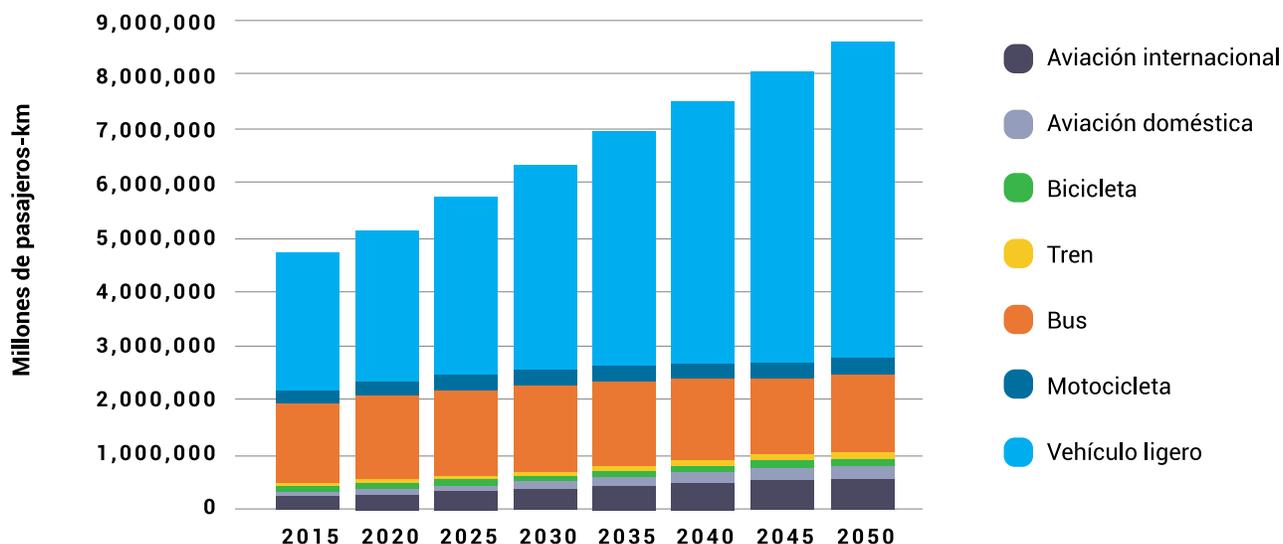
El escenario BAU proyecta una duplicación de la demanda de energía llegando a 18 EJ con 1200 MT de CO₂ para el 2050.

Figura 12. Demanda de energía proyectada del sector del transporte, según el escenario BAU del GCAM, 2010-2050



Fuente: Según proyectado bajo resultados GCAM BAU, agosto de 2019

Figura 13. Demanda proyectada de pasajeros, servicio de transporte por modo en ALC, bajo el escenario GCAM-BAU, 2015-2050



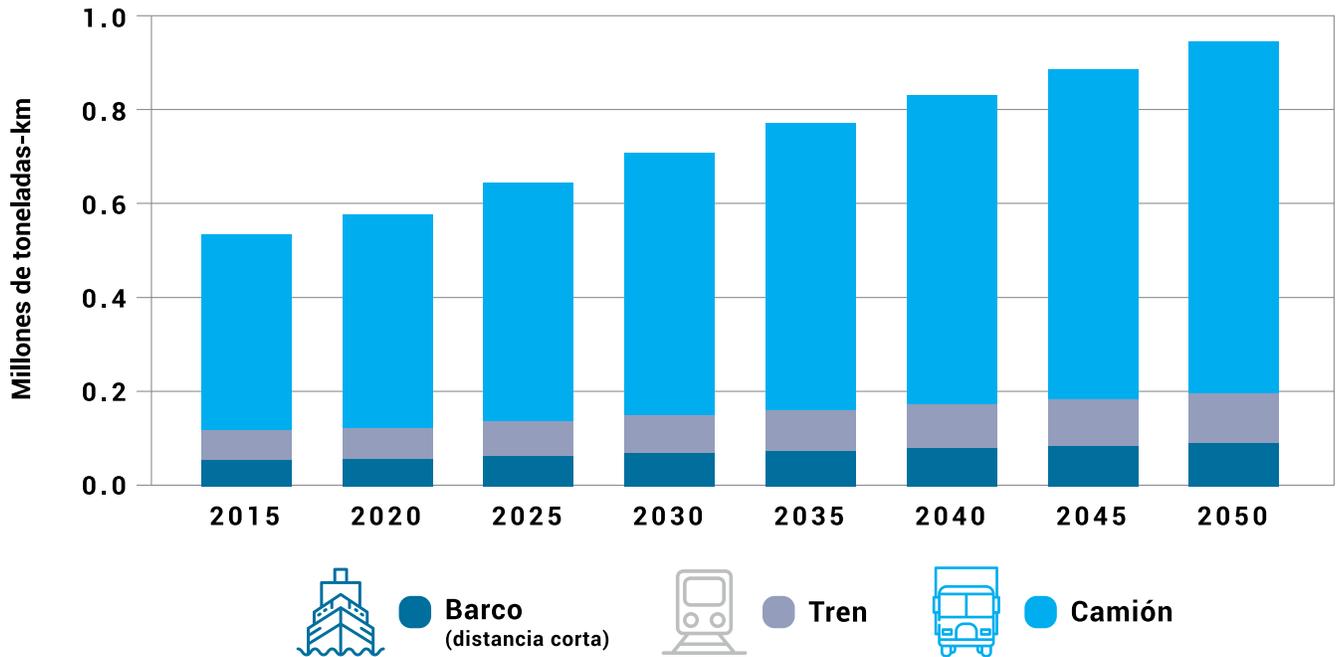
Fuente: Como proyectado bajo GCAM BAU, agosto de 2019

92. Este es el aumento proyectado bajo el escenario GCAM BAU.

93. Tanto el uso de energía en la generación de electricidad como en el transporte son superiores. Los datos sobre la situación actual se derivan de ENERDATA.

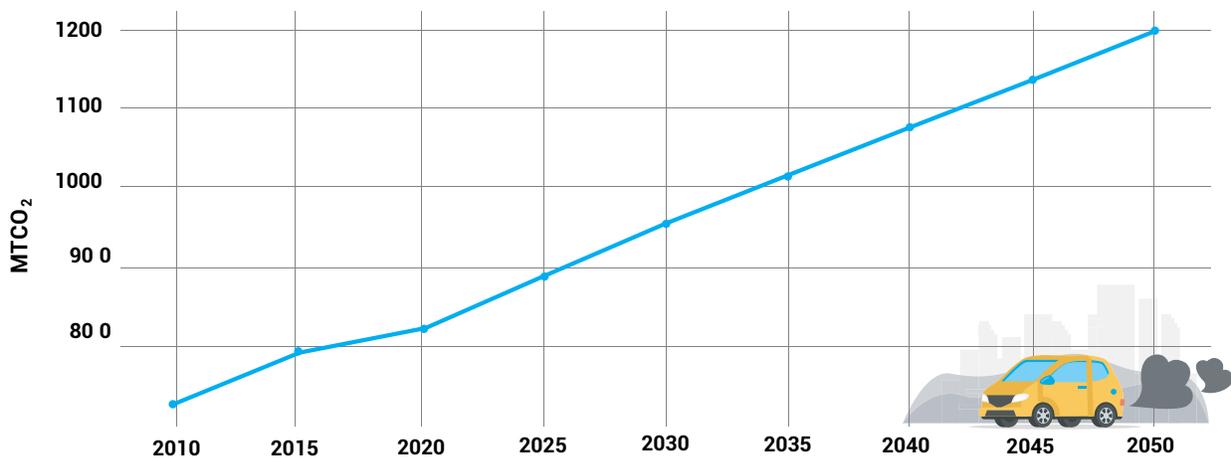
El crecimiento proyectado de los servicios de carga, bajo el escenario GCAM BAU se muestra en la Figura 14. Bajo el escenario de referencia, el 90% de toda la carga nueva continuará moviéndose en camión. Las emisiones vinculadas a este escenario futuro se muestran en la Figura 15, calculadas a través de GCAM. La proyección exige que las emisiones aumenten a 1200 MT CO₂, un aumento del 50% con respecto a los niveles actuales.

Figura 14. Demanda proyectada de carga, servicio de transporte por modo, bajo escenario GCAM BAU, 2015-2050



Fuente: Según lo proyectado por resultados GCAM BAU, agosto de 2019

Figura 15. Emisiones de CO₂ proyectadas asociadas con el sector transporte, bajo GCAM BAU, 2010-2050



Fuente: Según lo proyectado por resultados GCAM BAU, agosto de 2019



A diferencia del sector de la electricidad, en el caso del sector del transporte no hay ninguna proyección de inversión de capital (CAPEX) para cubrir la futura demanda de transporte, ya que la infraestructura de refinерías existente es suficiente para cubrir el aumento previsto de la demanda. Por lo tanto, en el presente informe se supone que el CAPEX para el transporte en el escenario BAU es nulo. Las tendencias actuales de electrificación de los automóviles de pasajeros y el aumento de la utilización de energías alternativas como el gas natural licuado y el hidrógeno para los vehículos comerciales sin duda repercutirán en el mercado de las refinерías.

La eliminación de las emisiones del sector del transporte requeriría un enorme esfuerzo. Además, cualquier desplazamiento de los combustibles fósiles por la electricidad se sumará a la demanda del sector eléctrico. También se espera que la electrificación del transporte reduzca las necesidades generales de energía, dada la eficiencia mucho mayor de los motores eléctricos. Asimismo, las mejoras previstas en los costos de la electricidad y el potencial de sinergias con el sector eléctrico podrían ayudar a la transformación del sector. Estos aspectos se examinan en los capítulos 3 a 7.

CAPÍTULO 3

LA ECONOMÍA DE LA ENERGÍA RENOVABLE DE LA REGIÓN EN EVOLUCIÓN



Ciudad de Panamá, Panamá
Crédito: Termosolar Panamá

En esta sección se examinan las condiciones para apoyar una descarbonización acelerada del sector eléctrico. Se examina la dotación de recursos renovables en la región y se explora su importancia para la transición. También se resumen los costos de generación actuales y previstos con energías renovables (medidos en términos de costos nivelados de la electricidad (LCOE)) sobre la base de los datos reales y previstos y las tendencias tecnológicas. A efectos de comparación, se presentan los costos actuales y proyectados de la generación con combustibles fósiles en la región.

3.1 Dotación de recursos

La región de América Latina y el Caribe cuenta con importantes recursos de energías renovables, hecho documentado por diversos estudios (ECOFYS, 2009; Paredes, J., 2017, A. Luecke, 2011). Según una estimación (Vergara, W., 2013), su base de recursos tiene el potencial de satisfacer 22 veces las necesidades de electricidad de la economía mundial. Entre los ejemplos de esta dotación de recursos se incluyen zonas de alta

irradiación solar como el desierto de Atacama en Chile y Perú, el noreste de Brasil y el desierto de Sonora/Chihuahua en México. Las zonas con regímenes de vientos fuertes incluyen el Istmo de Tehuantepec en México, la Península de la Guajira en Colombia, el sur de Argentina y Chile, y la costa atlántica de América del Sur. Se ha documentado un gran campo de energía mareomotriz frente a la costa del Pacífico meridional. Se siguen evaluando campos geotérmicos en los Andes, la Cordillera de América Central y otras zonas de interés.⁹⁴

Figura 1. Ejemplos de dotación de fuentes de energía renovable en la región

- 
Energía solar
 - *Desierto de Atacama.*
Potencial de generación: 2,700 GW (con 10% de área en uso)
 - *Desierto de Sonora*
Potencial de generación: 4,940 GW (con 10% de área en uso)
- 
Energía hidroeléctrica
 - *Todos los países particularmente los Andes y la cuenca del Amazonas.*
Potencial de generación: 675 GW
- 
Energía mareomotriz
 - *Costa Pacífica del Sur*
Potencial de generación: 200- 240 GW
- 
Energía geotérmica
 - *Cordillera de los Andes y Cordillera de Centroamérica*
Potencial de generación: 44 GW
- 
Energía eólica en alta mar
 - *Toda la región tiene 50,000 km de costa.*
Potencial de generación: 1,300 GW (Brasil)
- 
Energía eólica
 - *Altas latitudes del sur*
Intensidad: 600-1,300 W/m²
 - *Costa Atlántica del Sur*
Intensidad: 100-450 W/m²
 - *Áreas de la costa y noreste de Brasil*
Potencial de generación: 500 GW
 - *Península de Guajira*
Intensidad 10 GW
 - *Istmo de Tehuantepec*
Potencial de generación: 30 GW
 - *Costa Atlántica del Sur*
Intensidad 100-450 W/m²

Fuente: Estimaciones del autor



Los recursos de energía renovable de América Latina y el Caribe tienen el potencial de satisfacer 22 veces las necesidades de electricidad de la economía mundial.

94. Por ejemplo, a través de la Iniciativa Geotérmica de los Andes de IRENA: <https://www.irena.org/newsroom/articles/2015/Sep/A-Look-at-IRENAs-Geothermal-Initiative-in-the-Andes>

El potencial de generación de electricidad anual de algunas de estas áreas es de un tamaño comparable, a la extracción anual de petróleo de las naciones ricas en petróleo. Por ejemplo, en la región de Atacama en Chile, el potencial de la energía solar si se utilizase el 10% de la superficie con las eficiencias de conversión disponibles en el mercado de los sistemas fotovoltaicos, produciría alrededor de ocho meses de electricidad igualando el potencial de generación de la producción anual de petróleo de Arabia Saudita (Tabla 1, véanse los detalles en el anexo 3). Después de nueve meses, seguiría existiendo el mismo potencial de producción, mientras que las reservas de petróleo de Arabia Saudita se habrían reducido con una huella de una mayor concentración de CO₂ en la atmósfera. El potencial de Atacama para la generación de electricidad está empezando a ser explotado. El gobierno y el sector privado ya han comenzado a planificar una utilización mucho mayor de este recurso.

Estimaciones similares indican que el potencial de la energía solar en el 10% del área de Sonora/Chihuahua podría igualar, en un mes, a la producción anual de Irán. Además, el potencial de energía eólica en tierra firme en Brasil es aproximadamente el mismo en equivalencia de electricidad que su producción anual de petróleo. Los campos de energía renovable de la región son de escala mundial y podrían marcar la diferencia a nivel global, además de desempeñar un importante papel local.

Tabla 1. Comparación entre el potencial de generación de electricidad de las reservas probadas de petróleo y el de las renovables en América Latina

País productor de petróleo	Producción anual de Petróleo (MMBBL)	Potencial equivalente de generación de electricidad (PWh)	Área de Energía Renovable	Meses de generación del 10% de la superficie con tecnología FV para una producción anual equivalente de petróleo
Arabia Saudita	4.53	3.85	Atacama	8
Irán	1.63	1.1	Sonora Chihuahua	1
Brasil	1.27	1.0	Eólica en la costa de Brasil	14

Fuente: Estimaciones del autor; asumir el 10% del área, la eficiencia fotovoltaica del 20%, energía eólica al 20% del potencial. Utiliza la eficiencia promedio de las centrales térmicas al 50%. Para la energía eólica en Brasil, utiliza un potencial de 500 GW.



3.2 Evolución de la capacidad por país y estructura de costos de los recursos renovables

Capacidad instalada por país

El total de la capacidad renovable instalada añadida para el período 2012-2018 fue de 52 GW (alrededor de la mitad, en nueva energía hidroeléctrica). Todos los países del análisis añadieron capacidad renovable, lo que refleja un entorno favorable para el despliegue de estas, así como la mejora de la competitividad y del marco normativo. La mayor parte de la generación añadida se instaló en seis países, Brasil 30 GW, México y Chile, cada uno 4 GW, y Colombia, Perú y Uruguay, cada uno alrededor de 2 GW (Figura 2). El rápido desarrollo de la energía renovable en la región está facilitando la obtención de conocimientos y

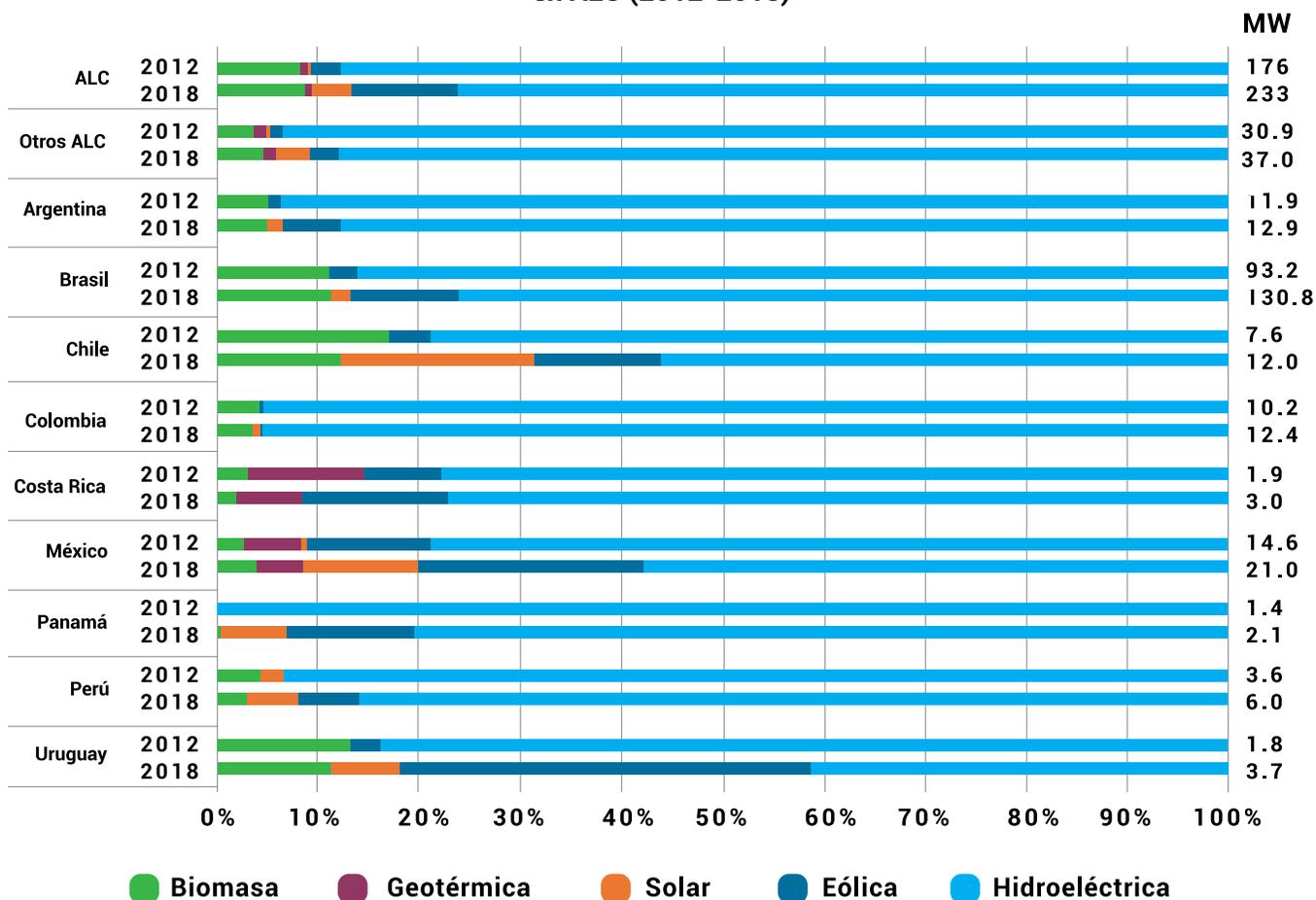
experiencia práctica que serán útiles para reducir los costos de explotación y mantenimiento. En el mismo período, las energías renovables no convencionales han duplicado su participación en la matriz eléctrica (Tabla 1 Capítulo 2)



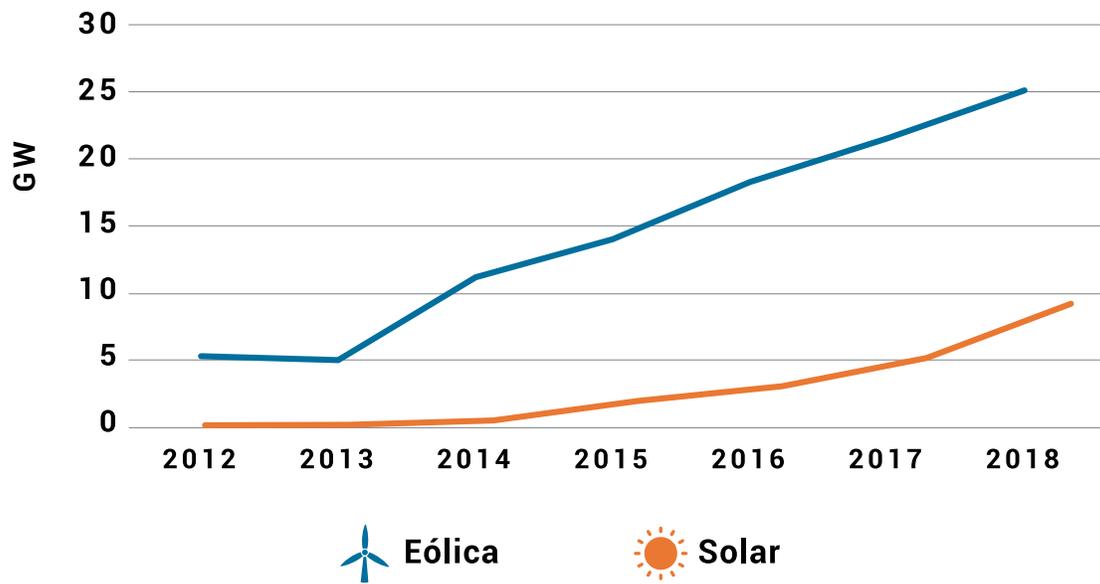
La capacidad instalada para la energía eólica aumentó casi un 400%, y para la energía solar fotovoltaica aumentó un 29,000% (Figura 3).

Actualmente, las instalaciones eólicas y solares fotovoltaicas superan los 50 GW, lo que representa casi un tercio de la capacidad total de generación instalada para alimentar a Brasil. El rápido despliegue fue impulsado por la significativa disminución en el costo de las energías renovables (ver Figura 5, 6 y 7 abajo).

Figura 2. Evolución de la participación en la capacidad nominal de energía renovable, en ALC (2012-2018)



Fuente: Basado en información de ENERDATA compilada en GACMO accedida el 31 de julio de 2019, para datos hidroeléctricos y geotérmicos de 2017 se utilizó para algunos países donde los datos de 2018 no estaban disponibles.

Figura 3. Evolución de capacidad instalada eólica y solar FV en la región, 2012-2018

Fuente: Enerdata

Capacidad en construcción o contratada

La cartera de proyectos de energía renovable en construcción o contratados es bastante significativa y en muchos países es superior a la capacidad de energía renovable ya en funcionamiento. Esto es un indicativo más del impulso que están teniendo las energías renovables en la región. Además, dado que la demanda de electricidad se ha mantenido estable en los últimos años, es más probable que la nueva capacidad instalada desplace a las unidades térmicas (carbón, gas natural y fueloil) en lugar de añadir capacidades netas al sistema. En la figura 4 se muestran ejemplos de la capacidad en construcción en algunos países de la región y el impacto que esto tendrá en la matriz eléctrica existente. En algunos casos, la capacidad en construcción o contratada supera la capacidad operativa por un buen margen.

A más largo plazo, las proyecciones de la demanda de electricidad exigen aumentos netos en los que cabe esperar que las energías renovables desempeñen un papel cada vez más importante. El escenario de demanda adicional de electricidad se refuerza cuando se considera el potencial de electrificación de otros sectores de la economía que hoy en día están impulsados por los combustibles fósiles, como el transporte y la industria.



Foto por Science in HD, Unsplash

Figura 4. Ejemplos de capacidad eólica y solar FV en construcción y contratada (GW) en algunos países en América Latina.

Eólica

País	Operacional	En construcción	Contratado	Capacidad prevista como % de la capacidad operativa
México	4.68	1.08	1.15	48
Chile	1.52	1.01	n/a	67
Colombia	0.01	n/a	1	10,000
Brasil	14.40	3.64	0.96	32
Argentina	0.75	n/a	0.10	13
Resto de Sudamérica	2.16	n/a	1.16	54

Solar

País	Operacional	En construcción	Contratado	Capacidad prevista como % de la capacidad operativa
México	2.43	1.85	1.50	138
Chile	2.27	0.59	n/a	26
Colombia	0.08	n/a	0.3	375
Brasil	2.23	1.03	0.44	123
Argentina	0.19	0.46	2.47	489
Resto de Sudamérica	0.74	n/a	0.24	32

Fuente: Datos de la industria a septiembre de 2019.

3.3 Evolución del costo de las renovables no convencionales

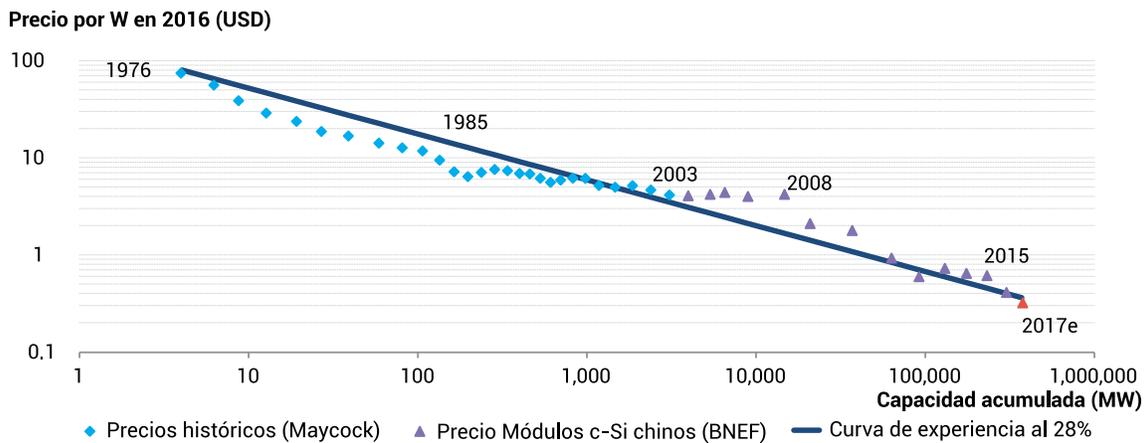
Tendencias en los costos tecnológicos

Un análisis reciente (BloombergNEF, 2019) de los precios de los módulos fotovoltaicos y de las turbinas eólicas encontró que desde el 2010, los costos han caído en un 85% y un 45% respectivamente (Figura 5 y 6). Al mismo tiempo, los diámetros de rotor de las turbinas eólicas han experimentado aumentos significativos que alcanzan un tamaño promedio de 129 metros en 2019. La capacidad nominal de las turbinas eólicas ha crecido de 30 kW promedio en los años ochenta a 5 MW para el presente año.⁹⁵ Las turbinas en altamar han alcanzado una capacidad nominal de 12 MW. Por otro lado, la eficiencia de los paneles solares ha aumentado solo 7 puntos porcentuales, hasta un 23% desde

Los precios de los módulos fotovoltaicos y las turbinas eólicas han caído desde 2010.

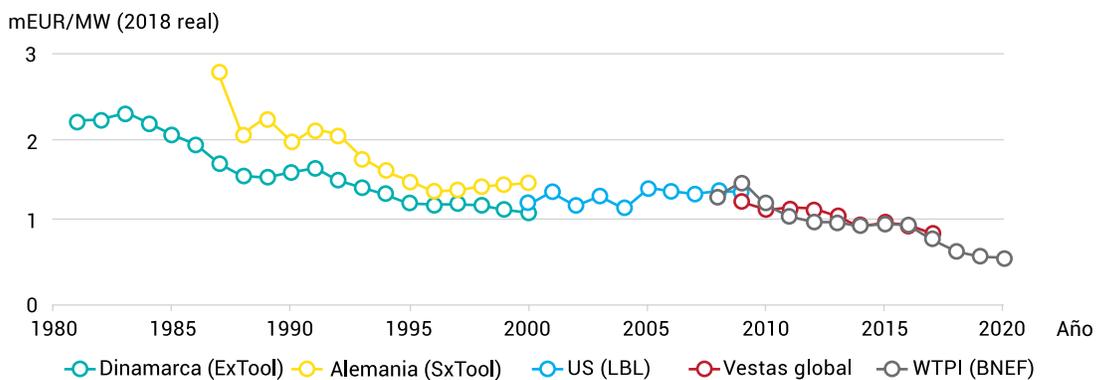
85% | 45%

Figura 5. Tendencia del costo de los módulos fotovoltaicos por vatio



Fuente: Maycock, Bloomberg New Energy Finance

Figura 6. Tendencia del costo de las turbinas eólicas (M Euros/MW)



Fuente: BloombergNEF, Lawrence Berkeley National Laboratory (LBL), estudio de Ex Tool (Neij et al. 2003), informes anuales de Vestas

95. <https://www.statista.com/statistics/263901/changes-in-the-size-of-wind-turbines/>



1992. En 2017, un grupo de científicos estadounidenses diseñó una célula solar capaz de convertir la radiación solar en electricidad con una eficiencia del 44.5%, pero este producto no está disponible comercialmente dados los costos prohibitivos de su producción a escala.⁹⁶

Costo de generación utilizando renovables no convencionales

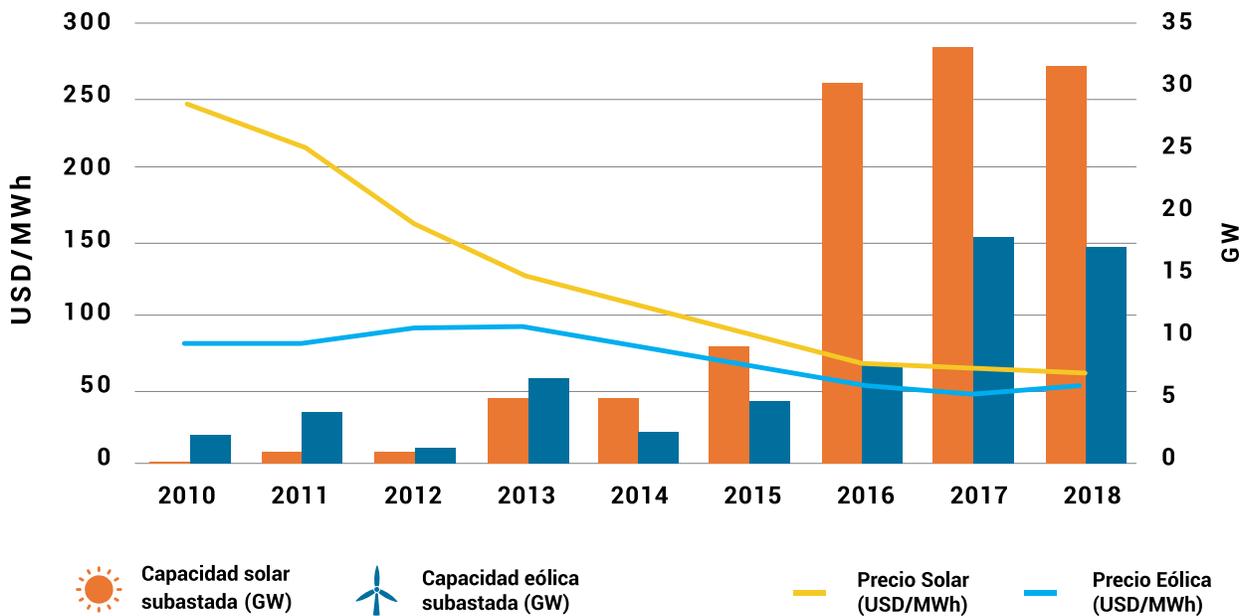
Las reducciones en el costo de generación para los proyectos eólicos y solares continúan. Un análisis reciente de IRENA (IRENA, 2019) indica que los precios subastados han disminuido (entre 2010 y 2018) en un 75% y un 25% respectivamente para las instalaciones solares y eólicas (Figura 7). El rápido despliegue de las instalaciones de energía eólica y solar fotovoltaica

fue impulsado por la importante disminución de los costos de los principales componentes (turbinas eólicas y módulos fotovoltaicos) y las mejoras tecnológicas, lo que, consecutivamente, ha dado lugar a una significativa disminución del costo normalizado de electricidad (LCOE) a través de estas dos tecnologías. Las recientes subastas de instalaciones de energía eólica y solar fotovoltaica en la región confirman la tendencia de mejora a largo plazo de la competitividad económica.



Los precios subastados han disminuido, entre 2013 y 2019, en más del 80% para ambas tecnologías en ALC (Figura 8 y 9).

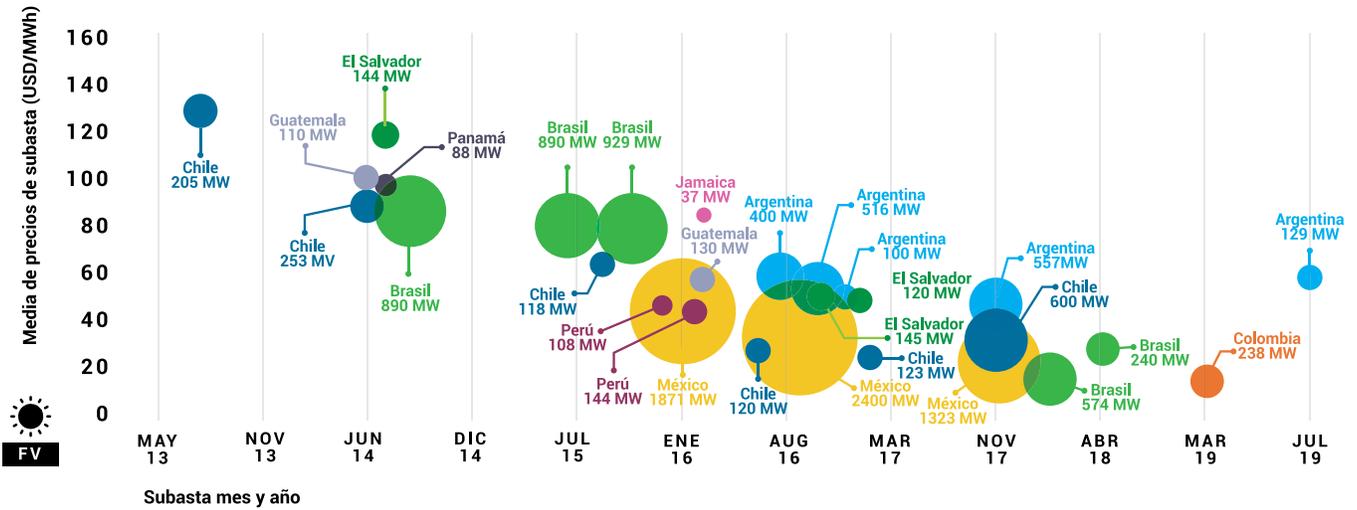
Figura 7. Tendencias mundiales de los precios medios subastados de las plantas solares y eólicas, 2010-2018



Fuente: IRENA, 2019

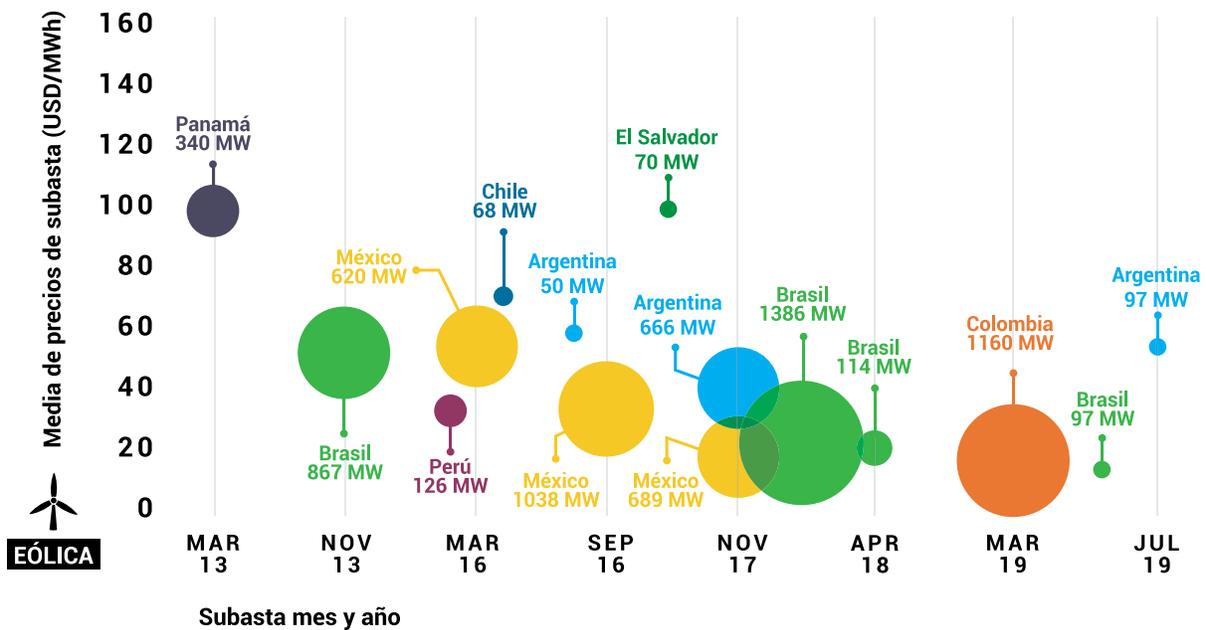
96. <https://www.nanalyze.com/2019/04/most-efficient-solar-cell/>

Figura 8. Evolución de precios de subasta en la región para proyectos solares FV en ALC, 2013-2019



Fuente: Basados en datos de Nagendran S., 2017 y datos de la industria.

Figura 9. Evolución de precios de subasta en la región para proyectos eólicos en ALC, 2013-2019



Fuente: Basados en datos de la industria.

Si bien la reducción de los precios es menor para las instalaciones eólicas, sigue la misma tendencia y ha dado lugar a menores costos que para las unidades fotovoltaicas. Los precios reales del mercado son considerablemente inferiores a las proyecciones realizadas hace sólo unos años (por ejemplo, IRENA, 2016). Los actuales PPA se encuentran al nivel de alternativas de combustibles fósiles de menor costo, sin necesidad de incentivos económicos. Los precios son tales que las empresas están decidiendo construir los proyectos sin ningún tipo de subsidio o PPA asociados⁹⁷

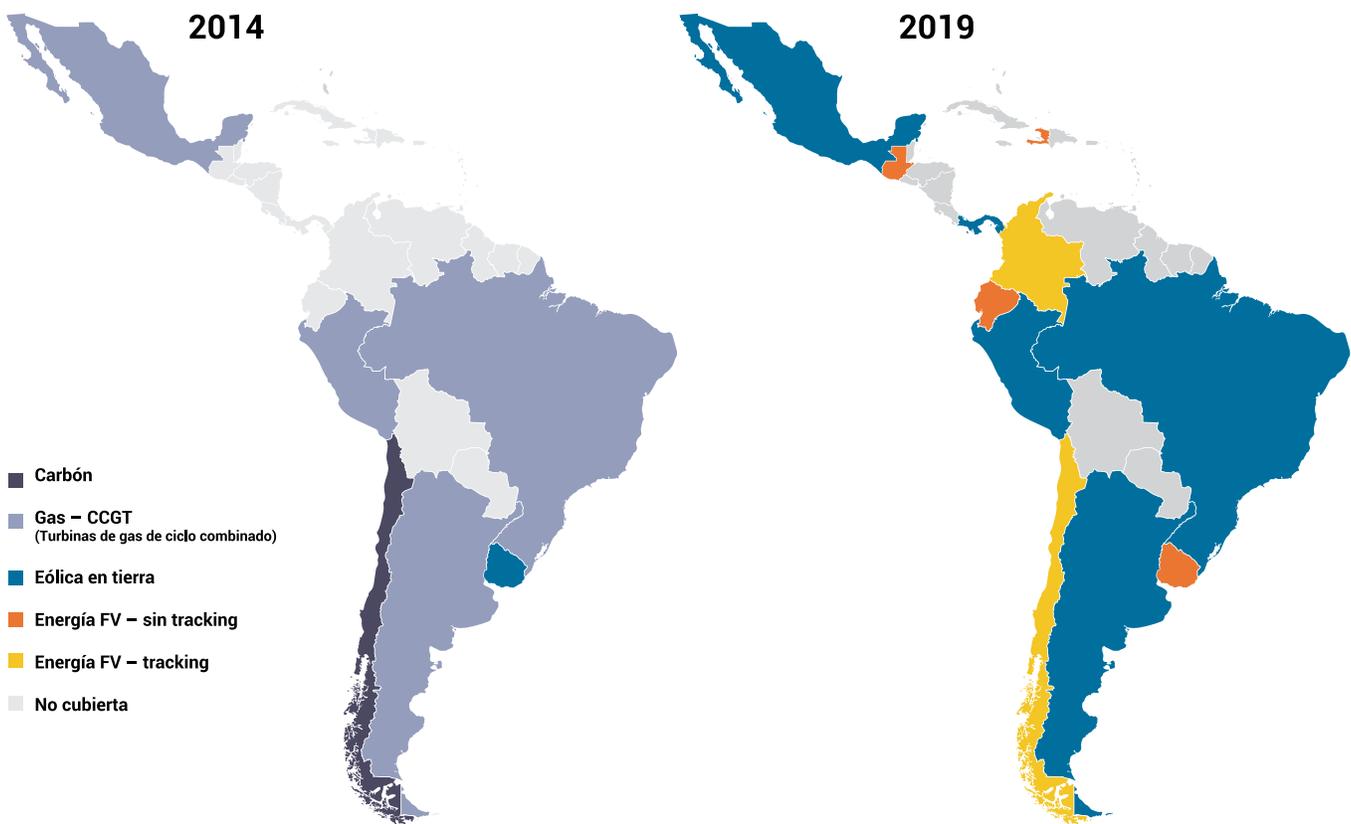
El LCOE para la energía solar FV y eólica continúa disminuyendo, alcanzando una paridad de costos con la generación basada en hidrocarburos en algunos países de ALC.



Las nuevas plantas eólicas y solares son más económicas que las nuevas plantas de carbón y gas en algunos países de ALC, convirtiendo al camino de la energía renovable en una opción sin retorno.

Estas tecnologías están ganando la carrera por ser las fuentes más baratas de nueva generación. En muchos países, como Perú, México, Uruguay, Argentina y Brasil, la energía eólica está por debajo del LCOE para los combustibles fósiles. En el caso de la energía solar fotovoltaica, Chile tiene uno de los LCOE más bajos del mundo, mientras que en Perú, Chile, Colombia y México la energía solar ya tiene un costo competitivo con los combustibles fósiles. La figura 10 muestra que, por razones puramente económicas, será cada vez más difícil justificar las inversiones para

Figura 10. Fuente más competitiva de nueva generación de electricidad a gran escala en 2014 y 2019



Fuente: Adaptado de BloombergNEF. El mapa muestra la tecnología con el LCOE de referencia más bajo en cada mercado, excluyendo subsidios o créditos fiscales.

97. <https://renewablesnow.com/news/brazils-neoenergia-okays-construction-of-5665-mw-wind-complex-669828/>

la generación de electricidad utilizando combustibles fósiles en algunos países. Los precios de la energía solar con almacenamiento y de la energía solar concentrada (CSP) no se incluyen en el gráfico, ya que sólo hay unas pocas instalaciones en construcción o en proceso de puesta en marcha en la región (por ejemplo, la planta CSP de Cerro Dominador, Chile). Sin embargo, los avances tecnológicos y la rentabilidad de las opciones de almacenamiento (que se describen con más detalle en la sección 4) también auguran un futuro prometedor como unidades totalmente operativas.

Otras fuentes de energía renovable también han participado en el rápido aumento de la capacidad instalada. Se añadió capacidad adicional en geotérmica y biomasa (67 MW y 528 MW entre 2012 y 2017, respectivamente). Es más difícil discernir una tendencia en los costos de generación de estas opciones, dada la influencia de las condiciones locales en la estructura general de costos. Gradualmente, el aumento de la participación en el mercado de los nuevos recursos comenzará a reducir los precios de la electricidad, lo que tendrá un efecto beneficioso en toda la economía y representará un fuerte argumento a favor de la electrificación de otros sectores, incluidos el transporte y la industria. Los actores del mercado que migren primero acumularán experiencia y conocimiento, ganando terreno en la economía futura.

3.4 Costos proyectados de generación en la región

Sobre la base de los resultados de las subastas y tendencias recientes, se ha hecho una actualización de la estimación del LCOE, incluidas las opciones de combustibles fósiles utilizando los precios actuales (2018) en el mercado internacional de combustibles fósiles y los precios FOB del gas natural en Brasil y México y FOB del carbón de bajo contenido de azufre en Colombia. Las opciones solares y eólicas han sido actualizadas con información recientemente publicada sobre los costos proyectados de las turbinas y los módulos fotovoltaicos (BNEF, 2019,



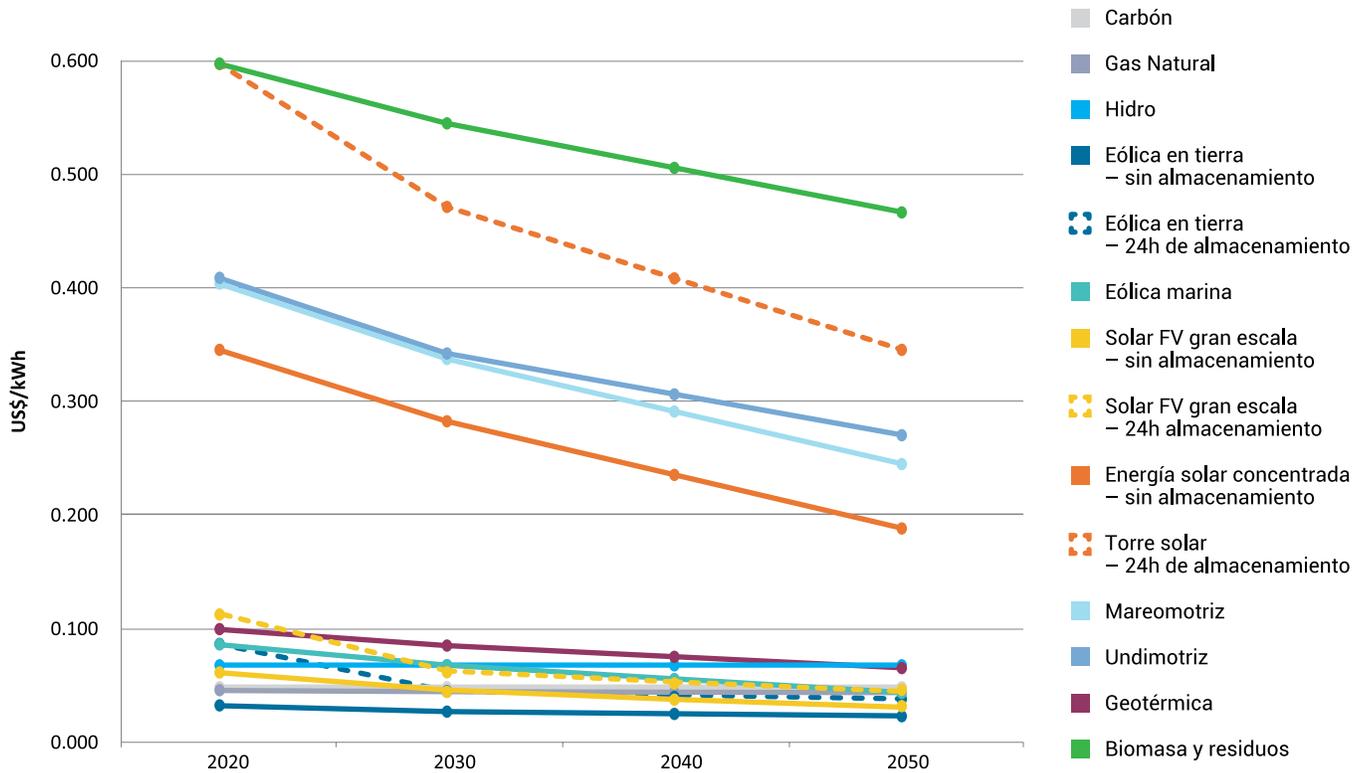
NREL, 2019).⁹⁸ Se han añadido opciones para la energía fotovoltaica con almacenamiento y la energía eólica con almacenamiento que reflejan los acontecimientos recientes, incluido el proyecto AURA III que acaba de ponerse en marcha en México (Sánchez-Molina, 2019) y el proyecto propuesto de energía fotovoltaica con almacenamiento Espejo de Tarapacá en Chile (PVtech, 2019).⁹⁹ Las estimaciones de las opciones marinas (olas y mareas) se han actualizado sobre la base de la información compilada por la Junta de Recursos Marinos del Reino Unido y se han ajustado para reflejar el estado de desarrollo de Chile. El costo proyectado de las opciones de combustibles fósiles se ha ajustado para reflejar las expectativas de los precios futuros de los combustibles, incluida la presión a la baja ejercida por el aumento de la competencia de las energías renovables en la generación de electricidad. Los resultados se presentan en la figura 11.

La energía eólica en tierra ya está muy por debajo de los costos de generación con carbón y derivados del petróleo, e incluso con gas natural. Además, se espera que aumente aún más la competitividad a medida que se tengan en cuenta la experiencia y las mejoras en la eficiencia. En consecuencia, y aprovechando sus importantes dotaciones, es probable que la energía eólica terrestre desempeñe un papel importante en la transición energética de la región. La energía solar FV no se queda atrás y probablemente continuará el rápido ritmo de reducciones en los costos de inversión. Tanto la energía eólica como la solar representan inversiones lógicas para la expansión de la capacidad solo por razones puramente financieras.

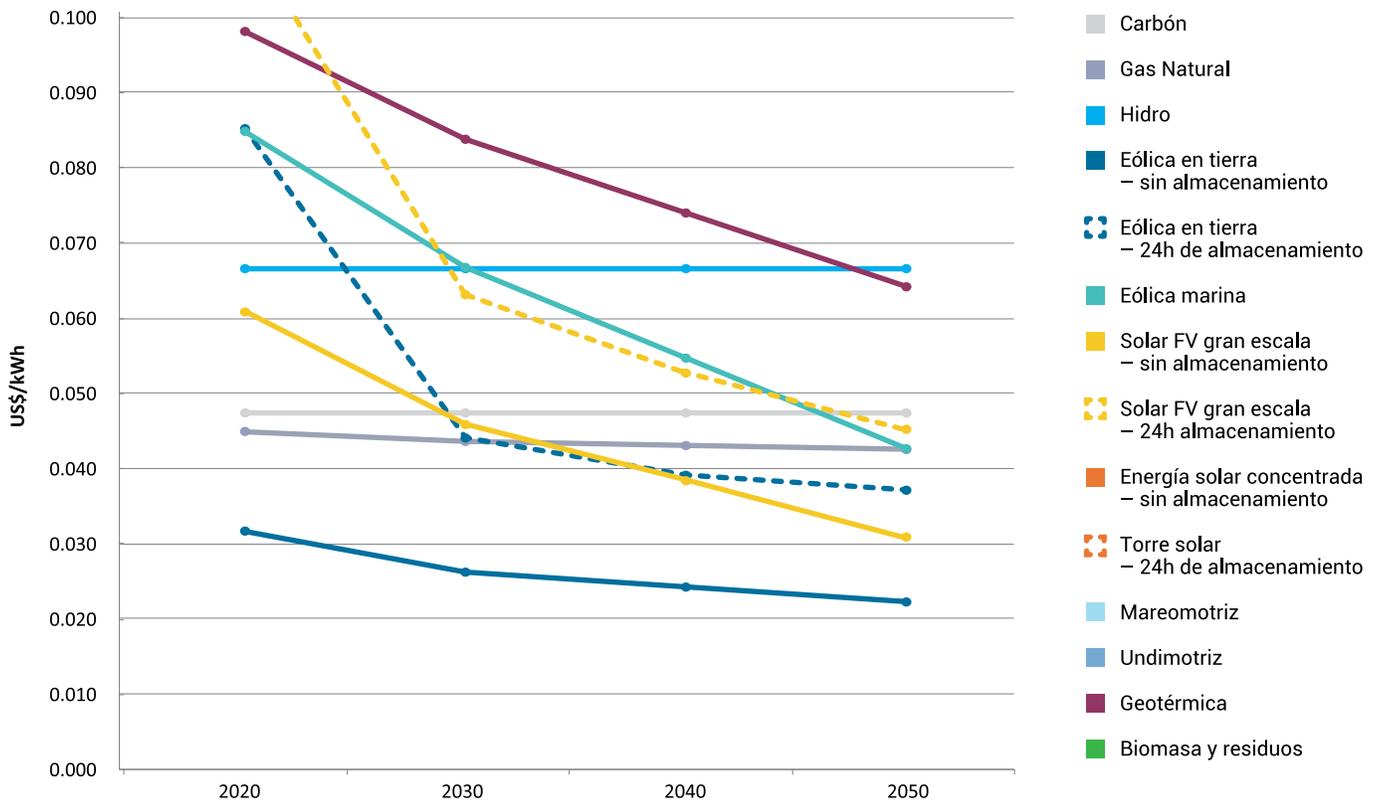
98. <https://atb.nrel.gov/electricity/2019/index.html?t=ow>

99. Los costos de almacenamiento de electricidad en América Latina se examinan más adelante en el informe.

Figura 11. LCOEs proyectados, por fuente de energía, 2017-2050



Acercamiento a los LCOEs de rango más bajo (0 to 0.1)



Fuente: Estimaciones del autor utilizando GACMO.

Los resultados indican que, por razones puramente económicas, será cada vez más difícil justificar las inversiones para la generación de electricidad con combustibles fósiles. El carbón ya no es competitivo en muchas situaciones y no hay buenas razones para instalar nuevas plantas de carbón en la región. Además, los argumentos a favor de nuevas inversiones en gas natural son cuestionables. La eólica supera al gas natural y la energía solar lo desafía. Las inversiones en gas natural no serán competitivas en el futuro (ver Figura 11). El bloqueo en infraestructura de gas natural en este momento puede ocasionar pérdidas de capital una vez que estas unidades dejen de ser competitivas.¹⁰⁰

Vale la pena señalar que los LCOEs presentados en la Figura 11 son un promedio para la región. En muchos países, como Perú, México, Uruguay, Argentina y Brasil, la energía eólica está por debajo de los LCOEs para los combustibles fósiles. En el caso de la energía solar, Chile tiene uno de los LCOEs más bajos del mundo, mientras que en Perú, Chile, Colombia y México la energía solar ya es competitiva en costos con los combustibles fósiles (Figura 10). El aumento de la competitividad estas opciones, incluido el

almacenamiento, ofrece un desafío adicional a los argumentos en favor de la continuidad de la generación basada en fósiles en cuanto a la facilidad de incrementar la generación para atender a las demandas máximas. También se prevén reducciones de costos para la energía mareomotriz, que si bien no es competitiva en la actualidad puede desempeñar un papel importante en el futuro. Según los resultados que se muestran a continuación, es probable que el futuro de la generación de electricidad en la región esté en manos de las energías renovables.

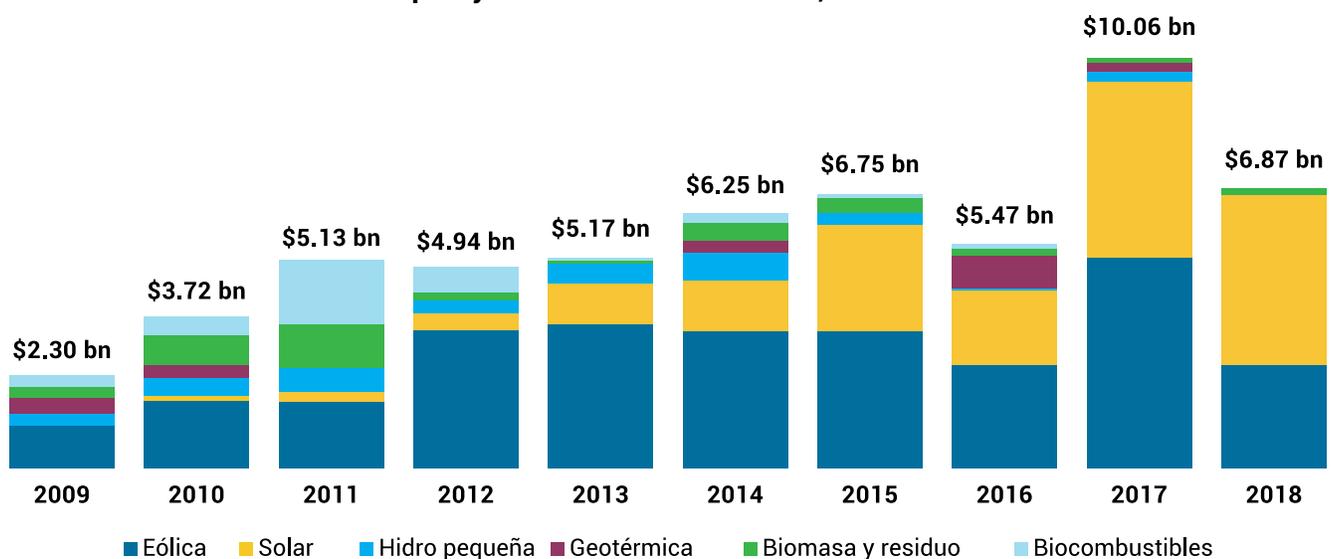
3.5 Tendencias de inversiones en la región

En los últimos 5 años, el sector de la energía renovable no convencional en América Latina y el Caribe recibió más de USD \$ 35 mil millones en inversión (44% de los flujos globales de inversión extranjera directa).



El 90% se destinó a proyectos de energía Solar FV y eólica; USD 14 mil millones y USD 17 mil millones, respectivamente (Figura 12).

Figura 12. Inversión anual en energía renovable en ALC por sector receptor y año de firma del acuerdo, 2009-2018



Fuente: Climatescope, 2019.

100. Las cifras de la figura 8 también consideran mejoras marginales en la eficiencia de las centrales eléctricas de gas natural, pero ningún cambio en la eficiencia general del carbón

Las inversiones en energías renovables no convencionales tienden a florecer en los países con entornos propicios bien construidos, lo que significa políticas claras y coherentes en materia de energía renovable, incluidas las subastas bien estructuradas. Como es el caso de México, Brasil, Chile y Argentina, que recibieron el 70% de los flujos de inversión totales de la región (tabla 2). Otros países que empiezan a atraer inversión extranjera directa hacia los mercados de energía solar fotovoltaica y eólica en 2018 son Colombia, El Salvador y la República Dominicana, ya que han construido marcos jurídicos y normativos que dan certidumbre a la inversión privada. Además, tres países de América Latina y el Caribe -Brasil, México y Chile- ocuparon los primeros puestos entre los 10 principales países receptores de inversiones en energía solar fotovoltaica y eólica en todo el mundo en 2018 (figura 13).

Esto concuerda con el Ranking del Climatescope de Inversión en Energía Limpia 2019, en el que Chile, Brasil, Argentina y Perú se encuentran entre los 10 países más atractivos para las inversiones en energía limpia de un total de 104 naciones.

Tres países más, Colombia, Panamá y Uruguay llegaron al Top 20 (Figura 14). El hecho de que 7 países de la región hayan sido nombrados mercados

Tabla 2. Los 10 principales países receptores en América Latina y el Caribe, inversión acumulada a 5 años (USD Mil Millones)

País	Inversión acumulada a 5 años (USD Mil Millones)
México	8.45
Brasil	8.4
Chile	6.36
Argentina	2.11
Honduras	0.88
Uruguay	0.85
Perú	0.66
República Dominicana	0.36
Panamá	0.31
Costa Rica	0.24
El Salvador	0.18
Colombia	0.14

Fuente: Climatescope, 2019.

Figura 13. Los 10 principales países receptores en el mundo, inversión acumulada, 2009-2018



Fuente: Climatescope, 2019.

Figura 14. Los mercados emergentes más atractivos para la inversión en energía limpia en ALC, 2019

Fuente: Climatescope, 2019.

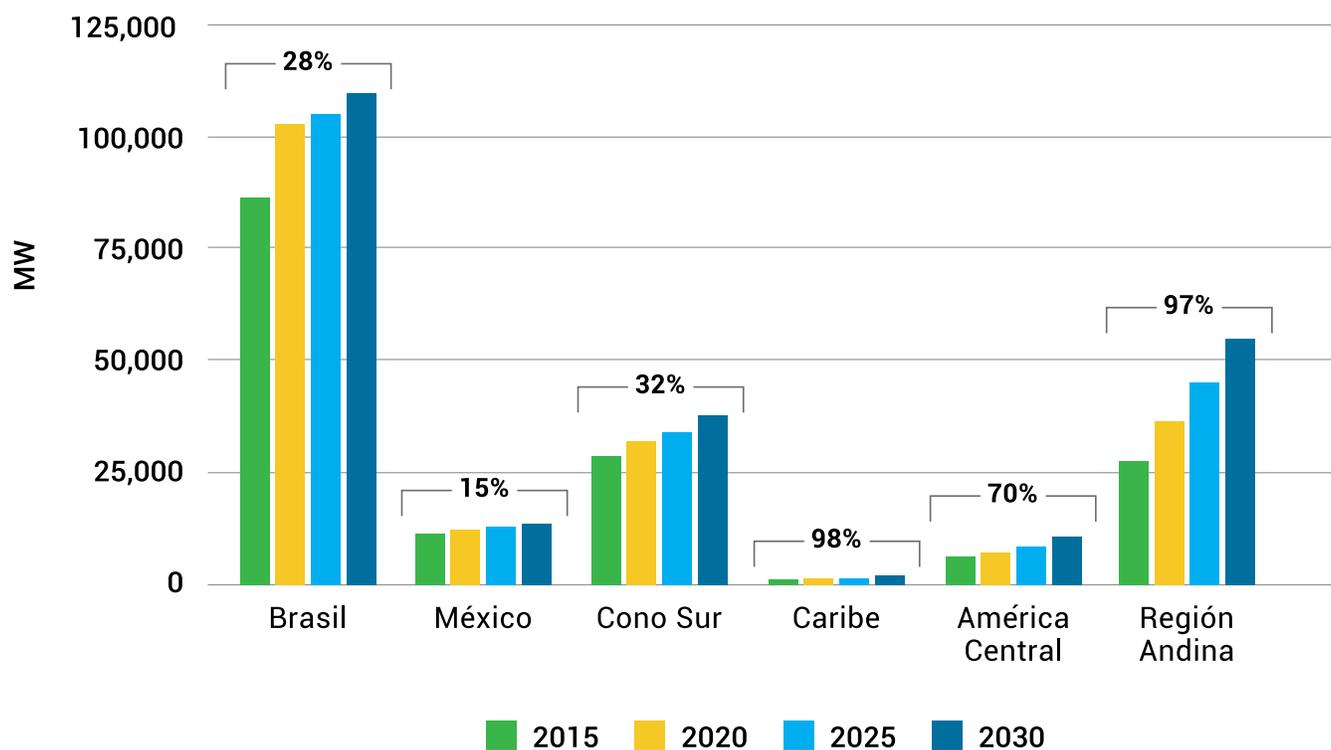
atractivos para las inversiones en energía limpia es indicativo de las oportunidades en América Latina y el Caribe para lograr la descarbonización del sector eléctrico.

3.6 Punto de inflexión para la toma de decisiones en el mercado eléctrico de América Latina y el Caribe

Si bien se reconocen los retos y las diferencias en las circunstancias nacionales, es un hecho que la viabilidad política, económica y técnica de la energía solar, la energía eólica y el almacenamiento de energía ha mejorado considerablemente en América Latina y el Caribe en los últimos años. Sin embargo, en los planes

nacionales de los países de América Latina y el Caribe se sigue proyectando la ampliación de su capacidad de generación de electricidad para 2030 con tecnologías que tienen repercusiones socioeconómicas y ambientales negativas. En la figura 15 se muestra un aumento significativo de la capacidad de generación de energía hidroeléctrica prevista en Brasil y la región andina y, en menor medida, en el cono sur. En el desarrollo de estos proyectos se deben tener en cuenta los cambios en la duración e intensidad de los patrones de precipitación y los períodos de sequía que afectan a la capacidad hidroeléctrica garantizada, que ya ha mostrado repercusiones en el sistema eléctrico, así como los impactos ambientales y sociales que se derivan de la ejecución de dichos proyectos.

Figura 15. Proyección de instalaciones de capacidad hidroeléctrica acumulada (MW) por subregión, 2015 - 2030



Fuente: OLADE, 2018.

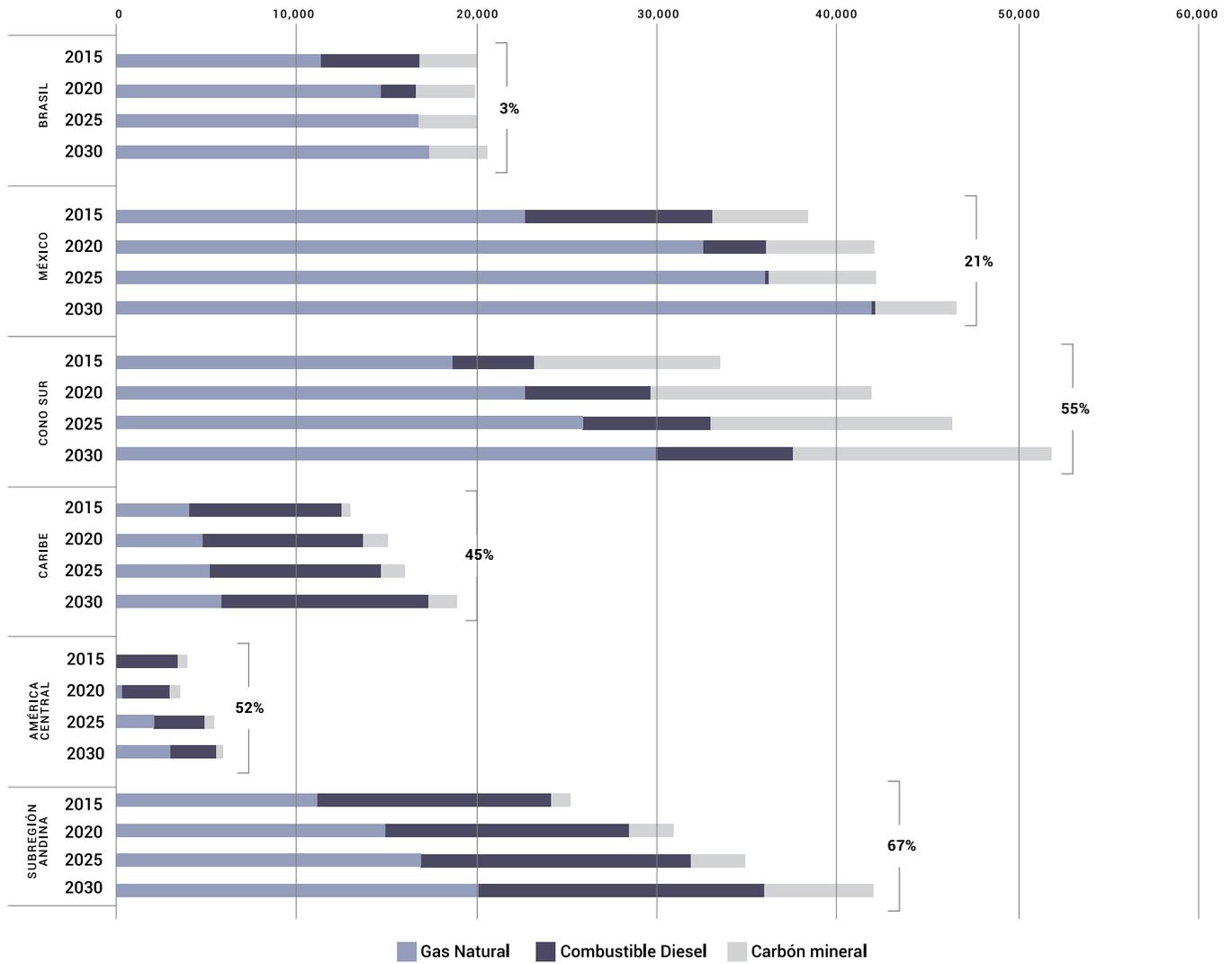
Una preocupación aún mayor es la expansión proyectada de las plantas térmicas en la región. La figura 16 muestra que casi todas las subregiones planean ampliar su capacidad de generación en el futuro incluyendo gas natural (en mayor medida), combustible diésel o carbón en su matriz energética, con México a la cabeza. El gas natural, del cual existen abundantes reservas en la región, ha sido propuesto por algunos en la industria¹⁰¹ como una opción más limpia que el carbón y los derivados del petróleo.

Los datos sobre la huella de carbono del ciclo completo de exploración, producción, transporte y uso final del gas no apoyan esta afirmación. Basándose en el potencial de calentamiento del CO₂ y el CH₄ se puede demostrar que el 3.3% por peso de las emisiones fugitivas de gas equivaldría a las emisiones de CO₂ del carbón (Anexo 2). Hay pruebas de que las emisiones fugitivas, al menos en algunos países de la región, superan este umbral. Estas nuevas inclusiones de

centrales térmicas son muy desalentadoras si la región quiere cumplir con sus NDC y trabajar por un medio ambiente más limpio. Además, los LCOE de las energías renovables no convencionales están alcanzando o han alcanzado la paridad de costos con las tecnologías de generación basadas en combustibles fósiles, lo que hace que las centrales térmicas sean menos rentables en el futuro y con un alto riesgo de convertirse en activos bloqueados. La región se encuentra actualmente en una encrucijada para tomar decisiones estratégicas que definirán el futuro de su sistema energético. El camino que se tome hoy creará un bloqueo tecnológico durante muchos años. Por ello, es crucial que las naciones empiecen a incluir en su matriz energética la mayor proporción posible de energías renovables, que es la opción más rentable para la economía regional dada la mencionada disminución de sus LCOE, desalentando las tecnologías que contribuyen al cambio climático y que plantean incertidumbres económicas futuras.

101. <https://www.igu.org/natural-gas-cleanest-fossil-fuel>

Figura 16. Proyección de las instalaciones de capacidad térmica acumulada (MW) por subregión, 2015-2030



Fuente: OLADE, 2018

CAPÍTULO 4

TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN

El capítulo:

- a) Incluye un resumen de los actores que desempeñan un papel en el sistema de transmisión y distribución de la generación, así como de los elementos clave de su estructura física.
- b) Examina el papel de la gestión de la demanda y de la generación distribuida y fuera de la red en el sistema.
- c) Examina el potencial de las diferentes opciones de almacenamiento, incluida la energía hidroeléctrica como una gran instalación regional de almacenamiento.
- d) Examina la complementariedad de los diferentes recursos renovables, la situación actual y las perspectivas de integración regional.



La infraestructura de transmisión y distribución son elementos críticos del proceso de transición. Esta sección revisa la infraestructura de generación y transmisión disponible en la región y los requisitos de transmisión y distribución para soportar una matriz eléctrica totalmente renovable. La premisa general es que el despliegue regional de las abundantes dotaciones de recursos renovables podría satisfacer la demanda general, atender todas las necesidades domésticas y permitir el uso óptimo de los activos, recursos y almacenamiento de generación, pero requerirá una red eficiente y moderna.¹⁰² A pesar de las características comunes de disponibilidad de recursos renovables en la región, cada país debe tener en cuenta sus propias características y circunstancias particulares a los fines de determinar las prioridades para avanzar en la transformación de la energía y asegurar que se logren los objetivos nacionales de energía.

Una infraestructura de transmisión y distribución de apoyo debería poder integrar grandes proporciones de recursos variables con las capacidades de carga base proporcionadas por la energía hidroeléctrica existente, las instalaciones geotérmicas disponibles y otras fuentes que podrían funcionar como carga base. También debería poder acomodar las tensiones locales causadas, por ejemplo, por variaciones inesperadas de las precipitaciones o grandes aumentos de la demanda. La conectividad regional facilitará las mejoras en las redes de transmisión y distribución. Una red inteligente de apoyo ¹⁰³ debería ser capaz de mejorar la estabilidad y la fiabilidad, con fácil acceso e intercambio con sistemas de generación

distribuida, mientras reduce los costos generales,¹⁰⁴ permitiendo la medición neta¹⁰⁵ y la participación de las instalaciones de almacenamiento de electricidad e incluso del usuario final. Por lo tanto, la red debe poder responder a condiciones de oferta y demanda más dinámicas. Los sistemas locales fuera de la red que sirvan a las áreas apropiadas podrían fortalecer la provisión general de electricidad y proporcionar una gestión sólida de la demanda/suministro para comunidades aisladas. Asimismo, la digitalización de los sistemas de transmisión y distribución facilitará la entrada de capacidad de generación a pequeña y mediana escala y respaldará el desarrollo óptimo de las redes.

4.1 Estructura de transmisión y distribución.

La mayoría de los países de la región tienen mercados abiertos y desagregados que operan sobre redes nacionales con muchos participantes del sector privado en la generación y distribución. Otros países tienen activos estatales mayoritarios, pero, en la mayoría de los casos, están abiertos a la inversión privada. Los mercados nacionales normalmente están regulados a través de una entidad independiente.

Ya existe un grado de integración en los mercados subregionales con algunas empresas involucradas en transacciones transnacionales en generación y transmisión. El negocio de generación y distribución es bien conocido y practicado. También hay una amplia experiencia en generación y distribución de energía hidroeléctrica.

102. A pesar de la agenda común de mayor interconexión y las ventajas de un mercado regional de electricidad, las condiciones y prioridades de cada país definirán al final el ritmo y el alcance de la integración.

103. Las redes inteligentes integran la acción de todos los usuarios en la red de energía usando control remoto y automatización basados en sistemas de cómputo. Esta interacción bidireccional es lo que hace que la red sea "inteligente". Las redes inteligentes permiten tarifas más eficientes, que transmiten señales de precios eficientes a los consumidores y ayudan a adecuar la demanda a la producción. También permite a la demanda proporcionar servicios auxiliares al sistema.

104. Aghahosseini A., et al, 2019 han revisado las ventajas de la integración en un sistema eléctrico totalmente renovable.

105. La medición neta se refiere a un sistema en el que los generadores de electricidad están conectados a una red eléctrica de servicios públicos y la electricidad excedente se transfiere a la red, lo que permite a los clientes compensar el costo de la electricidad extraída de la red.

Si bien la generación de energía renovable no convencional (eólica, solar y otras) es un negocio relativamente nuevo, aunque de alto crecimiento, un número cada vez mayor de instalaciones de energía renovable a gran escala han entrado en operación y son parte del sistema de distribución. Algunas características del mercado de generación y distribución en los países objetivo se incluyen en la Tabla 1.

Tabla 1. Algunas características del mercado de generación y distribución en la región.

País	Régimen de Mercado	Generadores	Operadores de distribución	Acceso (%)	Red
Argentina	Abierto, desagregado, en un mercado competitivo, mayormente liberalizado	75% de capacidad de generación en manos privadas	<i>Compañía Nacional de Transporte Energético en Alta Tensión</i> (Transener) es el operador principal de la red nacional de transmisión. En el sector de distribución, operan tres empresas privadas	100	Dos sistemas interconectados principales, SADI para la mayor parte del país, SIP para la región patagónica
Brasil	Abierto, desagregado, con mayoría de participación del Estado	Las grandes empresas estatales representan el 69% de la generación. Los activos restantes pertenecen al sector privado	ONS, una entidad privada sin fines de lucro opera el sistema. 40 concesiones de transmisión; el 64% de los activos de distribución está en manos privadas	99	Red nacional, integrada, con enlaces internacionales a Paraguay, Argentina y Uruguay
Chile	Abierto, desagregado	26 empresas que participan en la generación. Tres principales grupos económicos controlan el sector: el grupo Endesa, AES Gener y Tractebel (Colbún)	25 distribuidores privados	100	4 sistemas de electricidad (SIC, SING, AYSEN y MAGALLANES) que se someten a un proceso de integración de la red sirven a la mayoría de la demanda
Colombia	Abierto, desagregado. Despacho realizado sobre la base del menor costo marginal	10 principales generadores, todos bajo régimen de mercado privado. EPM, EMGESA e ISAGEN representan el 80% de la generación	43 distribuidores privados y portadores	99.6	El país está interconectado con bolsas menores de demanda aislada. Se está desarrollando un nuevo enlace de 300 MW con Ecuador. Cerca del 70% de la demanda satisfecha a través de la hidroeléctrica
Costa Rica	Mezclado. Abierto a generación y distribución. No hay mercado mayorista	El ICE, de propiedad estatal es el mayor generador. Las empresas privadas tienen el 23% de la capacidad instalada y el 15% de la generación	Propiedad del Estado (ICE)	99.6	Miembro de SIEPAC. Ya en o cerca del 100% de energías renovables en la generación de electricidad
México	En transición. CFE ahora es independiente compitiendo en el mercado	Abierto al mercado. Las empresas privadas ahora pueden generar electricidad bajo los resultados de subastas a largo plazo	Infraestructura de distribución de propiedad estatal abierta a instalaciones privadas	100	Enlaces con los Estados Unidos, enlaces limitados a Guatemala (200 MW) y Belice
Jamaica	Régimen mixto con monopolio de distribución. Abierto a la generación privada	De propiedad privada con alguna participación del estado	De propiedad privada con alguna participación estatal	99.5	Red de la isla
Panamá	Régimen mixto. Abierto para generación y distribución con participación estatal	La mayor capacidad está en manos privadas con participación estatal en algunos casos	Empresa estatal encargada de la transmisión. Tres distribuidores privados, todos con propiedad pública parcial (ENSA, EDE Metro Oeste, EDE Chiriquí)	100	Red nacional, integrada, con enlaces internacionales con el resto de Centroamérica (Miembro de SIEPAC)
Perú	Abierto, desagregado, en zonas urbanas. Servido por el Estado en zonas rurales	38 generadores. EDEGEL, ELECTROPERU, son los más grandes	22 distribuidores privados y transportistas	96.4	Red nacional integrada
Uruguay	La generación está abierta a la participación privada	El estado continúa operando la transmisión y distribución con acceso abierto	UTE es el distribuidor nacional, pero los grandes consumidores pueden acceder directamente al mercado mayorista	100	Red integrada nacional con acceso a Argentina y Brasil

Fuente: Datos compilados por los autores, información sobre energía accedida desde: <https://data.worldbank.org/indicator/eg.elc.accs.zs>; consultado el 12 de agosto de 2019.

Las empresas de generación trabajan, en la mayoría de los casos, en condiciones de mercado muy competitivas. Algunos generadores tienen activos de tamaño mundial y herramientas de gestión de vanguardia en la generación de energía hidroeléctrica y su operación es una práctica creciente junto con otras energías renovables. En conjunto, son una fuente de conocimientos especializados mundiales sobre el tema. También hay algunas grandes empresas estatales. Por ejemplo, en México la CFE posee y gestiona 56 GW. Asimismo, la experiencia en la gestión y el mantenimiento de las redes es amplia. En general, el acceso a la red es muy alto (más del 99% para los países en el análisis, basado en la población total) y los precios de la electricidad son bajos para los estándares mundiales.¹⁰⁶

Generación distribuida¹⁰⁷

Tradicionalmente, los sistemas distribuidos se consideraban soluciones para nodos de demanda aislados, zonas en las que la conexión a la red no era práctica por cuestiones económicas o ambientales. Pero, a medida que el grado de acceso a la electricidad en la región ha ido aumentando constantemente, el papel de la energía distribuida ha cambiado y ahora se considera un mecanismo que proporciona múltiples beneficios al sistema de electricidad, tales como: i) reducción de las pérdidas técnicas en la red de transmisión y distribución; ii) aplanamiento de la curva de demanda máxima; iii) reducción al mínimo de la necesidad de invertir en nueva capacidad de transmisión; iv) mitigación de la volatilidad de los precios de la electricidad; v) aumento de la seguridad del suministro y; vi) mitigación de las emisiones. Además, la generación descentralizada y la interconexión entre regiones o países contribuiría a aliviar la variabilidad de las energías renovables al proporcionar una complementariedad entre las diferentes fuentes de energía. Una de las razones que justifican la aplicación de la generación distribuida de energía renovable es reducir el impacto económico de la electricidad en las zonas que dependen de costosos combustibles fósiles importados, como en los países insulares del Caribe.

La GD renovable, principalmente la energía solar FV distribuida, está comenzando a ganar una mayor participación en el mercado renovable de América Latina y el Caribe.

Para la primera mitad de 2019, se han instalado casi 2GW de energía solar FV distribuida en la región.



Los sistemas solares fotovoltaicos distribuidos alcanzaron la paridad de red bajo los reglamentos de la DG de estos cuatro países, por lo que se produjo un crecimiento disruptivo de las instalaciones de sistemas fotovoltaicos, que duplicó con creces la capacidad instalada. Los altos precios de la electricidad para los consumidores residenciales, industriales y comerciales no subvencionados, y la abrupta caída de los costos de los sistemas solares fotovoltaicos son los principales motivadores.

Los mercados emergentes para la GD en América Latina están empezando a florecer, incluyendo Honduras, Colombia y Argentina. Los dos últimos han promulgado recientemente leyes de GD. Un número creciente de países de América Latina y el Caribe están emitiendo leyes de medición neta / facturación neta y paquetes de incentivos para promover el despliegue de la GD.

A finales de 2010, sólo dos países en América Latina se habían comprometido a promulgar leyes de medición y facturación en red para promover la generación descentralizada a partir de fuentes de energía renovable. En contraste, en 2019, al menos 15 lo han hecho (Figura 1). La medición neta/facturación neta es el instrumento por excelencia para impulsar el autoconsumo. Por lo general, el excedente de energía inyectado en la red en el marco de un sistema de medición neta se paga a precios minoristas mediante

106. Con algunas excepciones, como por ejemplo en muchas islas del Caribe, donde las condiciones locales de generación y transporte y la competencia limitada han mantenido altos los precios de la electricidad.

107. Generación distribuida (DG por sus siglas en inglés) se define generalmente como aquel conectado a una red de distribución, en lugar de a una red de transmisión de alto voltaje. La generación y uso de electricidad distribuida cerca de los usuarios finales y sin dependencia de un sistema de transmisión extenso podría ofrecer electricidad a costos competitivos con fiabilidad y seguridad de suministro.

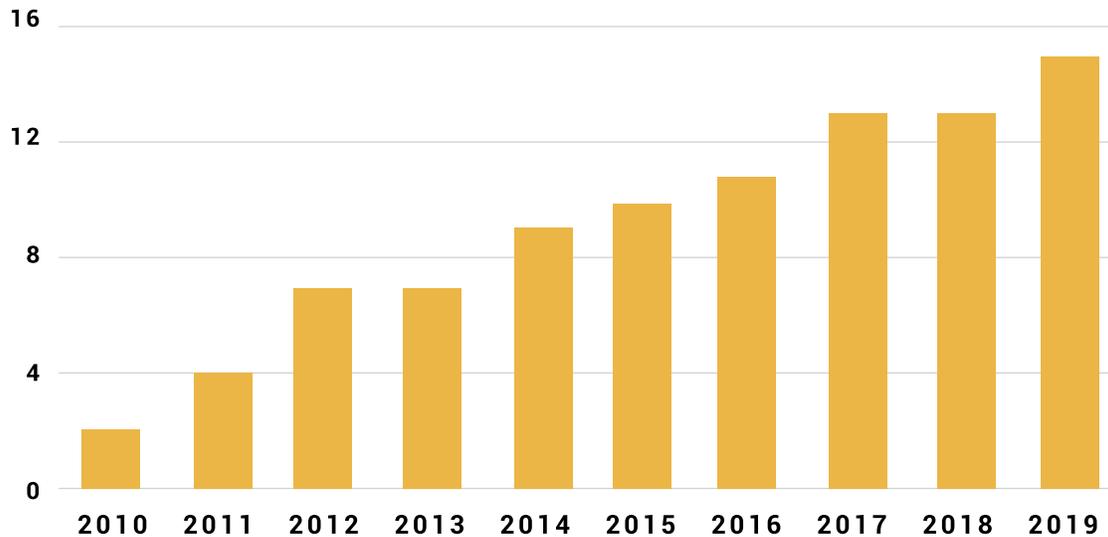
108. <https://www.aneel.gov.br/>

109. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/483322/Estadisticas_GD_2019-1.pdf

110. <https://www.cne.gob.do/medicion-neta/>

111. <https://acera.cl/wp-content/uploads/2019/11/2019-10-Bolet%C3%ADn-estad%C3%ADsticas-ACERA.pdf>

Figura 1. Número de países de América Latina con leyes de medición y facturación de redes promulgadas, 2010-2019



Fuente: Estimación del autor con información sobre políticas de los países.

un sistema de contabilidad monetaria en la factura de la electricidad o se devuelve como créditos de energía para compensar el consumo futuro. Por otro lado, en un esquema de facturación neta, al excedente de energía se le da el valor monetario mayorista. México, como uno de los mercados de GD solar más desarrollados de la región, cuenta con ambos mecanismos a través de los cuales los usuarios de GD pueden vender energía a la red. Además, un tercer mecanismo llamado “venta total” está disponible para que los productores de energía independientes vendan toda la energía generada por una fuente distribuida (no para autoconsumo) a la red a precios mayoristas. En el presente informe se utilizarán los términos facturación neta y medición neta indistintamente como pago por el excedente de energía inyectado a la red (véase el tabla 2). La GD está permitiendo que el usuario final se convierta en

un participante del mercado de la demanda/oferta. Sin embargo, para alcanzar su potencial, los reguladores y los operadores de la red tendrían que revisar los mecanismos de mercado y las estructuras tarifarias actuales a los fines de adecuar las características de la GD y asegurar una asignación eficiente de los costos, evitando posibles subsidios cruzados entre los clientes. Además, otro elemento clave a considerar en las regulaciones de la GD es la incorporación de procedimientos de autorización simplificados, tales como, en el caso de México, un procedimiento de interconexión simplificado, la exención del permiso de generación de electricidad y la estandarización del modelo de contratos para los proveedores. Uno de los retos más comunes que enfrenta este mercado es la no disponibilidad de opciones de financiación del consumo asequibles y a largo plazo (arrendamientos/préstamos solares). Esto se debe



a la percepción común, entre los bancos comerciales, de que 1) el mercado de crédito de la energía solar fotovoltaica distribuida es insignificante; 2) los riesgos de la tecnología y la instalación son elevados. Algunos países, junto con sus bancos nacionales de desarrollo y asociaciones de bancos comerciales, han establecido programas de financiación de la generación solar distribuida. Tal es el caso de México (CSOLAR)¹¹² y Argentina (Fondo de Generación Distribuida de Energía Renovable - FODIS) que ofrecerán financiación en términos y condiciones adecuados al nuevo activo solar. Estos programas de financiación pública personalizados para la energía solar facilitarán el flujo de la deuda a largo plazo de los bancos comerciales al mercado de la energía solar fotovoltaica distribuida.

Tabla 2. Herramientas de apoyo para energía distribuida en la región.

País	Medición Neta/sistema contable disponible con electricidad (E) o acumulación monetaria (M)	Máximo instalado de capacidad permitida (kW)
Argentina	E y M	No definido
Brasil	E	5000
Chile	M	2000
Colombia	M	15% de capacidad de subestación
Costa Rica	E y M	15% de la demanda anual
Jamaica	M	100
México	E y M	500
Panamá	M	500
Perú	No definido	No definido
Uruguay	E	100

Fuente: Basado en datos presentados por Mejdalani A., et. al, 2018



El sector GD renovable es un mercado estratégico para fomentar la innovación y promover nuevas empresas y creación de empleo (Capítulo 8). Tal es el caso del mercado mexicano de GD solar que se estima en USD 7 mil millones para 2024.



Hasta 2019, USD 1000 millones ya se han invertido en la creación de más de 9,000 empleos.¹¹³

112. <https://csolarmexico.com/>

113. ASOLMEX, 2019

La GD puede estar apoyada con la capacidad de almacenamiento local, lo que permite que los nodos de demanda sean independientes de la red en la práctica.¹¹⁴ La GD no está necesariamente restringida a pequeñas instalaciones. Las economías de escala podrían marcar la diferencia en términos de viabilidad general de los sistemas de GD en un mercado totalmente integrado. Por ejemplo, en los EE. UU., de los 83.7 MW de sistemas distribuidos vinculados a la energía eólica que operaron en 2017, 78 MW provenían de proyectos eólicos distribuidos que utilizan turbinas de más de 1 MW (PNNL, 2018). Sin embargo, la electricidad distribuida en la región de ALC todavía se basa en gran medida en instalaciones solares fotovoltaicas. En el caso de la energía eólica, las instalaciones de GD siguen siendo pequeñas (es decir, 0.02% de la capacidad instalada total para el mercado mexicano). Sin embargo, la energía eólica y otras fuentes de energía renovables como la geotérmica podrían eventualmente florecer. Algunos de esos nichos se presentan en la Tabla 3. A medida que más actores entren en el mercado de la prestación de servicios, el sistema eléctrico se desplazará hacia la descentralización, convirtiéndose en un sistema de sistemas,

Table 3. Nichos para generación distribuida en sistemas nacionales altamente integrados

Aplicación	Ubicaciones	Ventajas
Cargas aisladas o difíciles de alcanzar	Punto final para redes de transmisión. Sistemas de islas	Costos de transmisión más bajos o única opción disponible
Demanda concentrada con acceso a recursos solares o eólicos locales	Instalaciones mineras, zonas portuarias, grandes establecimientos comerciales	Menores costos de generación y transmisión de un sistema local
Cargas altamente variables con fácil acceso a las capacidades de almacenamiento	Terminales de flota de transporte eléctrico, instalaciones portuarias y puntos de tránsito eléctrico intermodal.	El almacenamiento proporciona la facilidad de acceso y las cargas pico demasiado onerosas para el sistema de red
Procesamiento estacional de alimentos o centros agroindustriales con acceso a recursos solares o eólicos locales	Zonas rurales con sistemas de transmisión limitados	Menores costos generales de generación
Consumidores de electricidad residencial, comercial e industrial	Hogares individuales, edificios comerciales e industrias	Podría ser financieramente atractivo en áreas con alta radiación solar y altos costos de electricidad. Sistemas de energía solar fotovoltaica GD económicamente competitivos
Soluciones integrales	Infraestructura EV de carga	Energía limpia y menores costos de generación

Fuente: Compilación del autor

114. Esto ha creado ansiedad en los distribuidores y operadores, ya que podrían enfrentar un uso cada vez menor de la red y forzar una estructura comercial diferente o terminar cobrando más por sus servicios a una base de consumidores más pequeña.



en el que el esquema tradicional de energía integrada verticalmente tendrá que adaptarse para incorporar un gran número de recursos energéticos distribuidos. Los prosumidores,¹¹⁵ los vehículos eléctricos, la respuesta a la demanda y muchas más tecnologías y agentes que utilizan la red y prestan servicios auxiliares, como el almacenamiento, la generación, la flexibilidad y otros, se están convirtiendo lenta pero decididamente en una realidad. Este nuevo sistema de mallas abrirá oportunidades para que las empresas de servicios públicos tradicionales operen en áreas en las que ya tienen los conocimientos y la capacidad técnica. Además, los operadores de la red, en particular los operadores de la red de distribución, desempeñarán un papel crucial en la gestión, el equilibrio y la coordinación de todos los nuevos flujos de energía y las transacciones económicas que se generarán para hacer posible ese sistema.

La elaboración de políticas y tarifas que hagan viable el sistema para todos los agentes debería figurar en el programa de los legisladores y reguladores a fin de proporcionar una transición justa para todas las partes interesadas y la sociedad en su conjunto, teniendo en cuenta la sostenibilidad económica de la red, la pobreza energética, la seguridad energética y el medio ambiente. Esto incluiría el establecimiento de un marco normativo habilitador; disposiciones/reglamentos para el acceso a la red, incluidos

los sistemas de medición neta y los sistemas de contabilidad asociados, y asignaciones para la capacidad instalada de autogeneración.

Sistemas fuera de la red

Incluso en una región con un acceso relativamente alto a la red, los sistemas completamente fuera de la red pueden justificarse en zonas en que los costos de transmisión son muy elevados o en las que todavía no hay conexión al sistema de transmisión. Los sistemas distribuidos son nichos de uso. Por ejemplo, las zonas aisladas (islas sin red nacional, o montañas o bosques aislados y comunidades indígenas), requieren, por definición, el uso de suministro fuera de la red. También hay casos en que no es aconsejable atender la demanda local mediante la expansión de la red, debido a los costos económicos y/o las repercusiones ambientales y sociales. Si bien la demanda total que representan estos sistemas es marginal en relación con las necesidades regionales generales, el suministro fuera de la red puede proporcionar soluciones que satisfagan importantes necesidades sociales de las comunidades aisladas. La proporción de electricidad generada por sistemas no conectados a la red en la región siempre ha sido pequeña y ha ido disminuyendo a medida que aumentaba el acceso a la red.

115. Los prosumidores son usuarios de energía que consumen, producen, almacenan y comparten energía con otros usuarios de la red.

Gestión de la demanda

El equilibrio entre la oferta y la demanda se está volviendo más complejo con la aparición de cantidades considerables de fuentes de energía variables e intermitentes, la generación distribuida, el almacenamiento de energía de gran escala y el acoplamiento de la demanda de electricidad del sector del transporte. Actualmente existen sistemas avanzados de gestión capaces de integrar la demanda dinámica en la carga global. La medición inteligente es un ejemplo. Las estrategias de gestión de la demanda deberán ajustarse a esos nuevos elementos con la ayuda de nuevas herramientas. Además, los usuarios tendrán un papel más dinámico que desempeñar en el futuro equilibrio entre la demanda y la oferta de la red. Este nivel de complejidad requerirá de tecnología de control y el despliegue de modelos comerciales adecuados¹¹⁶ para las empresas eléctricas y otros proveedores de electricidad. La participación de grandes proporciones de fuentes de energía renovable variables, junto con el aumento de la demanda de un sector del transporte eléctrico, requiere una gestión activa de la demanda para garantizar la integración de esos recursos y la flexibilidad de respuesta.

Afortunadamente, en la actualidad se dispone de sistemas y programas informáticos para facilitar la gestión eficaz y optimizar los costos. La gestión flexible e inteligente de la demanda es un elemento importante en el proceso de descarbonización. Puede ayudar a realizar los ajustes necesarios en las redes de distribución y fomentar la innovación. En la tabla 4 se resumen algunos elementos que deben tenerse en cuenta en el manejo eficaz de la demanda y las estrategias de gestión.

Costos de transmisión

Los costos de transmisión son un componente importante de los costos totales de la electricidad. Éstos suelen cubrir el costo de la infraestructura de transmisión, las pérdidas y los gastos de administración. A medida que la red ha ido creciendo en complejidad y cobertura, alcanzando incluso pequeñas demandas en lugares remotos, los costos generales de la transmisión y la distribución han ido aumentando. En los Estados Unidos los costos se estimaron en 0.041 dólares/kWh en 2018, pero se prevé que aumenten a 0.051 dólares/kWh en 2050 (USEIA, 2019). En América Latina los costos

Tabla 4. Elementos a considerar en la gestión efectiva de la demanda y ejemplos de estrategias de gestión en una red más dinámica

Sistema de suministro/generación	Complejidad agregada	Estrategia de gestión (provisiones de red inteligente)
Recursos energéticos distribuidos (DER): distribución solar, eólica, almacenamiento	Requisitos en la planificación de la coordinación y los sistemas de información	Herramientas de planificación de distribución. Señales de precios rentables. Medición inteligente.
Suministro intermitente (variable) de energía solar/eólica/otros.	Desajustes entre generación y demanda	Inversiones en modernización e integración de redes. Acoplamiento de energía hidroeléctrica u otros proveedores de carga básica con fuentes variables en los sistemas de suministro
El transporte u otras cargas sectoriales a medida que se electrifican nuevos sectores de la economía	La gran demanda adicional de los usuarios dispersos y los puntos nodales (flota) pueden afectar la red	Señales de precio rentables y provisiones para sistemas de vehículo a red y relleno de valle. Programas de gestión de la difusión de la demanda a los sectores residencial e industrial
Almacenamiento a gran escala	Requisitos de planificación, mercado e información para incorporar la expansión en la capacidad de almacenamiento en múltiples nodos	Programas contractuales de respuesta a la demanda. Disposiciones de mercado de capacidad directa que permiten el almacenamiento para participar

Fuente: Elaboración del autor.

116. https://www.acatech.de/wp-content/uploads/2017/11/ESYS_Position_Paper_Coupling_the_different_energy_sectors.pdf

de transmisión se han reportado en un 10% de los costos de generación en el Perú y en 0.070 dólares/kWh en México (CRE, 2019). La CAF ha estimado una inversión de 4,600 millones de dólares para establecer los enlaces más críticos (CAF, 2012).

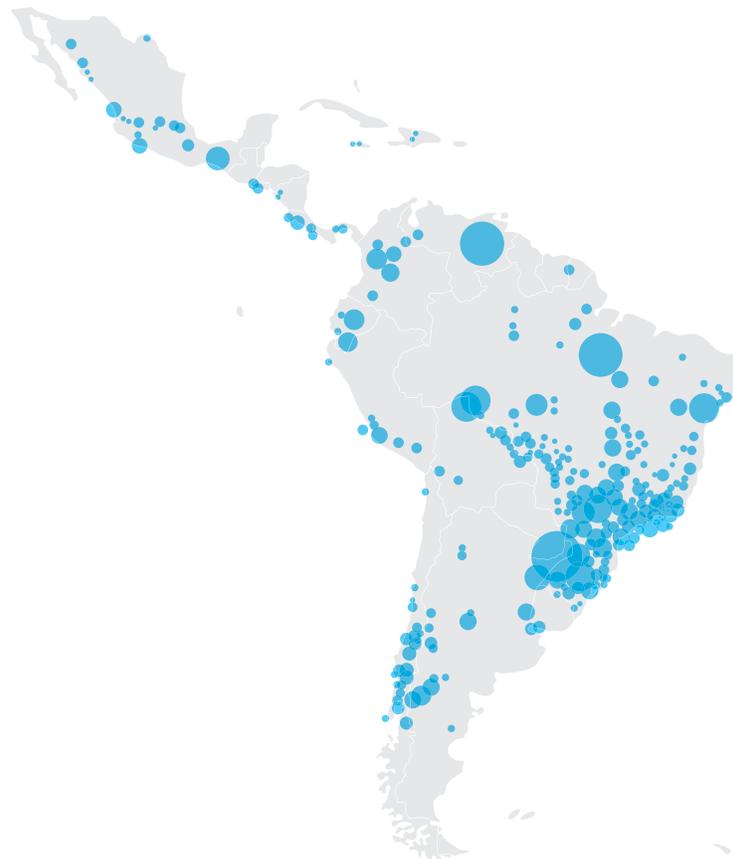
El despliegue de infraestructura de transmisión moderna, como HVDC, reducirá las pérdidas en las distancias de transmisión más largas y contribuirá a reducir los costos de transmisión en los sistemas integrados. Los sistemas “detrás del contador” (behind the meter) y la generación distribuida pueden reducir los costos de transmisión a nivel local. La adopción de nuevos sistemas de gestión y la digitalización con tecnologías como la inteligencia artificial, big data o blockchain también facilitarán la transición y tienen el potencial de reducir los costos generales de distribución. No se prevé que los costos de transmisión y distribución varíen mucho entre el escenario BAU y el de intervención.

4.2 Almacenamiento de electricidad

Capacidades de almacenamiento basado en hidroeléctrica

Los países de la región tienen una gran capacidad de almacenamiento de energía representada por depósitos multianuales y otros de gran escala. Se estima que el potencial de almacenamiento de electricidad de todos los grandes embalses de la región, cuando se llenan a su máxima capacidad, es de unos 0.2 TWh (Anexo 4). Muchos de esos embalses funcionan para los mercados nacionales. La gran excepción son los complejos de Yacireta-Itaipú-Salto Grande que unen a Paraguay, Argentina, Brasil y Uruguay, no sólo a través de interconexiones sino también mediante centrales binacionales. En la figura 2 se presenta la ubicación de todas las unidades hidroeléctricas de la región que tienen 1 GW o más. El almacenamiento de energía hidroeléctrica ha

Figura 2. Ubicación y potencial nominal relativo de los depósitos de energía hidroeléctrica



Fuente: Global Energy Observatory, Google, KTH Royal Institute of Technology en Estocolmo, Enipedia, World Resources Institute. 2019. Global Power Plant Database v1.2.0. Publicado en Resource Watch (<http://resourcewatch.org/>) y Google Earth (<https://earthengine.google.com/>). Accedido a través de Resource Watch, (Julio de 2019). www.resourcewatch.org.

Tabla 5. Rol de la energía hidroeléctrica en los mercados nacionales

	Capacidad hidroeléctrica nominal (GW)	Demanda pico de electricidad (GW)	Demanda base de electricidad (GW)	Parte de hidroeléctrica en la demanda máxima (%)	Parte de hidroeléctrica del total de electricidad (%)
Argentina	10.1	21.7	12.9	46	23
Brasil	109.2	83.5	51.0	131	63
Chile	6.7	10.4	7.4	64	30
Colombia	11.0	9.3	6.3	118	67
Costa Rica	2.4	1.6	0.9	177	73
Jamaica	pequeña	0.6	n.a	pequeña	3
México	12.6	37.9	30.5	33	12
Panamá	1.8	1.6	1.0	112	70
Perú	4.9	6.5	n.a	75	58
Uruguay	1.5	1.6	1.0	94	52

Fuente: Capacidad hidroeléctrica nominal de Enerdata. Demandas pico y base de las curvas de carga diaria proporcionadas por OLADE, excepto para México, Chile, Perú y Jamaica.¹¹⁷

aumentado su importancia en un clima con períodos de lluvia más intensos y períodos de sequía más largos. En la tabla 5 se resume el importante papel que desempeña actualmente la capacidad hidroeléctrica en los mercados nacionales. En muchos casos, la energía hidroeléctrica instalada se acerca o supera la demanda máxima. En la práctica, esto sólo ocurre durante las temporadas de lluvias intensas y durante cortos períodos de tiempo, cuando los embalses están a su máxima capacidad. Los datos de la tabla 5 ilustran un sistema que funciona en gran medida a partir de la generación de energía hidroeléctrica para satisfacer las cargas básicas y proporcionar un margen de seguridad.

Si bien la gran dependencia de la energía hidroeléctrica reduce el LCOE y las emisiones de carbono, también puede aumentar la vulnerabilidad a los efectos del cambio climático. No hay consenso entre los Modelos

de Circulación Global (GCM) disponibles sobre si la región en general experimentará condiciones más secas o más húmedas en un clima más cálido, durante este siglo, y por lo tanto no se puede predecir un impacto neto en el almacenamiento hidroeléctrico (W Vergara y S. Scholz, 2011). No obstante, la mayoría de los modelos indican una concentración de las precipitaciones y una extensión de los períodos en condiciones de sequía. Un análisis realizado por el PNUMA y OLADE (2017) señala que cambios netos en el caudal de los ríos de la región afectan la vulnerabilidad de la generación de energía hidroeléctrica a los cambios en el clima y los recursos hídricos, con un impacto potencialmente grande en la afluencia general de la región. Así pues, los países que dependen en gran medida de la energía hidroeléctrica reforzarían su resiliencia a las condiciones meteorológicas extremas diversificando su matriz eléctrica mediante el despliegue de otras fuentes de

117. Datos de México del CENACE (<https://www.cenace.gob.mx/GraficaDemanda.aspx>) accedido en septiembre de 2019. Datos para Chile de CNE (Comisión Nacional de Energía: <https://www.cne.cl/estadisticas/electricidad/>) Maluenda B and J. Moreno (2018) para carga base. (https://www.researchgate.net/publication/328103071_New_Market_Interactions_in_the_Chilean_Electricity_System_with_high_Integration_of_Variable_Renewable_Energy). Datos para Perú de Ferrari, U. (2018) (<http://www.sectorelectricidad.com/21534/peru-mercado-electrico-peruano-y-participacion-de-las-tecnologias-con-rer/>). Datos para Jamaica de: <https://www.nrel.gov/docs/fy15osti/63945.pdf>



Itaipú. Paraguay-Brasil

energía renovables. El tema de la vulnerabilidad de los sistemas eléctricos a los efectos del clima se examina detenidamente en Ebinger, J. y Vergara W., 2011, y se aborda más a fondo en el capítulo 7.

Los sistemas basados en energía hidroeléctrica verían aumentar su flexibilidad y eficiencia si su capacidad pudiera funcionar más allá de las fronteras nacionales, durante los períodos de lluvias intensas. Los países con pautas de precipitación complementarias, por ejemplo los situados en la zona tropical de interconexión (Costa Rica, Panamá, Colombia, Ecuador y partes de Perú y Brasil) pueden encontrar oportunidades de activar en el momento oportuno la energía hidroeléctrica almacenada de países fuera de la zona. Este es un argumento clave para la interconexión de los sistemas nacionales.



La energía hidroeléctrica existente juega un papel importante facilitando la entrada al mercado de plantas eólicas y solares dada la complementariedad comprobada de los recursos naturales. Esta complementariedad se puede utilizar para establecer fuentes de energía híbridas como la eólica-hidroeléctrica o la eólica-solar-hidroeléctrica en una sola central eléctrica.

Si bien la energía hidroeléctrica es un activo que facilita la transición, no se espera que se implementen nuevas unidades hidroeléctricas grandes debido a las crecientes preocupaciones ambientales y sociales y al hecho de que las mejores ubicaciones para la energía hidroeléctrica ya están en uso.

Otros grandes sistemas de almacenamiento

Existen otras opciones para administrar la carga máxima o almacenar la energía intermitente en momentos de baja demanda:

- a) A gran escala, los menores costos de almacenamiento en grandes baterías tienen el potencial de hacerlas viables tanto para la carga y descarga de la red como para subir y bajar a velocidades que los generadores tradicionales no pueden. Ya hay en el mercado sistemas de gran capacidad del tamaño de una empresa de servicios públicos del orden de las decenas de MWh y se están desarrollando otros con índices de varios GWh.
- b) Las sales fundidas ya se utilizan en unidades de energía solar concentrada (CSP) con índices de decenas de GWh, como es el caso de la planta que se está construyendo en Cerro Dominador, Chile.
- c) Se están desarrollando sistemas de almacenamiento PV plus, con uno ya instalado en México con una capacidad de generación de 32 MW que incluye un sistema de almacenamiento de baterías de iones de litio con una capacidad de 10.5 MW/7.0 MWh.¹¹⁸

118. En México, General Electric ha anunciado planes para desarrollar cinco proyectos de almacenamiento de energía basados en baterías que ayudarán a integrar proyectos solares y eólicos en la red. Y en la República Dominicana, se instalaron dos conjuntos de baterías de 10MW en 2017 (WEforum, 2018). <https://www.pv-magazine.com/2019/05/02/regions-first-utility-scale-solar-plus-storage-project-comes-online-in-mexico/>

d) Existen otras alternativas de almacenamiento de electricidad (véase, por ejemplo, EESI, 2019, IRENA, 2017, para una lista completa de sistemas alternativos) en funcionamiento. Por ejemplo, Argentina cuenta con energía hidroeléctrica de almacenamiento por bombeo entre los embalses, desde la década de 1980. Pero otros sistemas como el aire comprimido o las baterías de flujo no tienen experiencia operativa en la región o esta es relativamente limitada.

La combinación de tecnologías de almacenamiento de energía renovable y de baterías en la región es de interés para las empresas eléctricas (Moreno R., 2018) en vista del potencial de intercambio de electricidad entre diferentes períodos de transferencia (arbitraje energético temporal); la utilización del almacenamiento durante los períodos de demanda máxima (alivio de la congestión); y el suministro de capacidad adicional mediante el almacenamiento (aplazamiento de la inversión). Las reducciones adicionales de costos podrían hacer que el almacenamiento de energía a gran escala fuera muy competitivo.¹¹⁹

Las tecnologías de almacenamiento pueden complementar y fortalecer una matriz basada en recursos renovables, ayudando a garantizar su carácter de cero carbono. La gran capacidad hidroeléctrica instalada en la región y el potencial de diversos sistemas de almacenamiento pueden contribuir a dar flexibilidad al suministro de electricidad. Para desarrollar su potencial, los reguladores y los operadores de la red tendrían que crear mecanismos de mercado que den cabida a las capacidades singulares de las baterías.

Corredores eléctricos

El movimiento eficiente y a larga distancia de la electricidad requiere de sistemas competitivos en cuanto a costos que minimicen las pérdidas de transmisión. Los sistemas de Corriente Directa de Alto Voltaje (HDVC, por sus siglas en inglés) pueden cumplir estos requisitos. Específicamente, y para los



propósitos de este informe, los sistemas HVDC se destacan por:

- a) Permitir la participación de sistemas eólicos marinos o recursos de energía mareomotriz a costos más bajos en distancias más largas.
- b) Posibilitar el enlace de recursos renovables a la red.
- c) Reducir los costos de capital, operacionales y de mantenimiento de transmisión en distancias más largas.

Se requerirían sistemas HVDC para la integración a gran escala en tierra firme de la región. Los sistemas ya han sido implementados en la región con una experiencia operativa y de gestión acumulada.

El sistema HVDC más largo del mundo está instalado entre Porto Velho y Araraquara en Brasil en una distancia de 2400 km, con capacidad para transportar 7.1 GW. Varios HVDC están bajo planificación o implementación en la región. Estos incluyen el HVDC Kimal-Lo Aguirre en Chile con una extensión de 1500 km y una capacidad de 600 kV.¹²⁰ Los sistemas HVDC no serán competitivos en el Caribe dadas las cortas distancias y el bajo consumo de energía de las islas. No obstante, se podrían considerar conexiones

119. A nivel minorista, una opción emergente consiste en sistemas de baterías eléctricas conectados a convertidores como una alternativa que se puede usar para hogares individuales (o detrás del contador) y que ya se está implementando en vehículos eléctricos.

120. Este modelo forma parte de un esfuerzo agresivo de integración del sistema eléctrico y se está considerando, en parte, debido al potencial de futuras instalaciones renovables de gran capacidad en el país.

elevadas o submarinas entre las islas si existe una complementariedad de recursos renovables y tiene sentido desde el punto de vista económico. Además, debería prestarse especial atención al mantenimiento de las líneas de transmisión y distribución en esta subregión a fin de reducir las pérdidas y mejorar el sistema.

Complementariedad entre los recursos hidroeléctricos, eólicos y solares en la región

El concepto de complementariedad entre los recursos de energía renovable se basa en la variación estacional en la intensidad de estos recursos y las intermitencias a corto plazo asociadas con los recursos eólicos, solares y mareomotrices. Claramente, la coincidencia de estos recursos depende mucho de las ubicaciones específicas. Varios estudios han analizado la posible complementariedad de los patrones de precipitación y los regímenes solares y eólicos en áreas de la región.¹²¹ Estos y otros informes han encontrado varios grados de complementariedad que, en general, respaldan la noción de que cierta integración entre áreas con la correspondiente disponibilidad de recursos fortalecería la estabilidad y la fiabilidad del suministro de electricidad. En este momento hay suficiente información para llegar a algunas conclusiones generales a nivel regional y subregional.

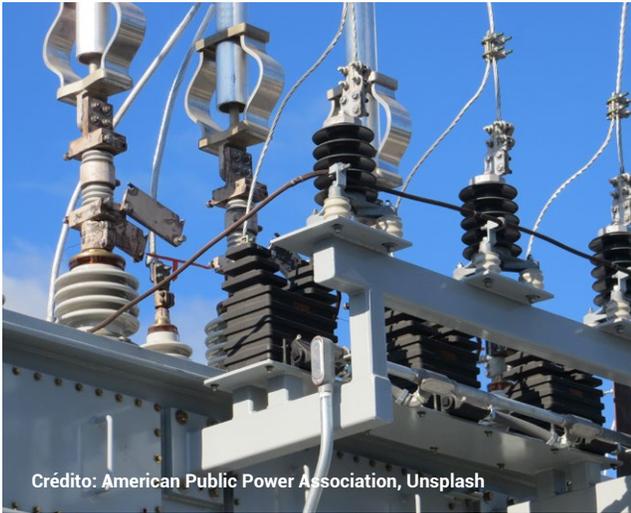
- A nivel regional, existen oportunidades potenciales significativas para utilizar los recursos complementarios disponibles en los puntos críticos de energía (solar, eólica e hidroeléctrica) que justifiquen un mayor grado de integración en la región;
- Brasil desempeña un papel muy importante con respecto a la facilitación de la complementariedad de los recursos y el potencial de integración, ya que "presenta la mayor capacidad para complementar y ser complementado" a través del acceso a puntos de acceso y los nodos de oferta a demanda;
- Los recursos hidroeléctricos de algunas naciones andinas muestran una fuerte complementariedad con los regímenes eólicos;



Parque eólico Sierra de los Caracoles, Uruguay

- Colombia reúne las condiciones para el despliegue vigoroso de los recursos eólicos disponibles para complementar la capacidad de generación hidroeléctrica y como seguro contra las variaciones en las pautas de las precipitaciones;
- Uruguay ya ha demostrado los beneficios de la integración al vincular efectivamente la disponibilidad eólica con los recursos hidroeléctricos nacionales y regionales (Brasil) en su matriz eléctrica;
- La experiencia en Costa Rica ilustra cómo las inversiones en geotermia contribuyen a aumentar la capacidad de carga base garantizada de la energía hidroeléctrica para abordar las variaciones en la demanda. La combinación de recursos hidroeléctricos y geotérmicos, típica de varios países de la región, se puede gestionar para mantener un sistema de emisión de carbono cero y ser más representativo de las condiciones en la región.

121. Estos incluyen la energía eólica e hidroeléctrica en Colombia (Vergara et al, 2011). Se han realizado evaluaciones similares acerca de la energía eólica, solar e hidráulica para la generación de electricidad en Uruguay (Chaer R., et al, 2014; E. Cornalino, 2016), Argentina, para América Central y para la región en general (Nascimento G., et. Al, 2017). También se realizó un estudio histórico sobre el tema para el oeste de los Estados Unidos (Ackert T., and C. Pete, 2012).



Crédito: American Public Power Association, Unsplash

4.3 Integración de la red

Hay una gran dotación de recursos renovables en la región y una gran complementariedad de la energía eólica, solar e hidroeléctrica. Sin embargo, ¿pueden estos sistemas funcionar de manera coordinada? El mercado de la electricidad en la región es en gran medida autónomo, con redes nacionales que se utilizan principalmente para los mercados nacionales, atendiendo a la demanda local, incluso cuando se establecen vínculos regionales. No obstante, hay varios sistemas interconectados en la región y vínculos entre países que constituyen la base de un esfuerzo de integración más amplio. Los más relevantes a los efectos de este análisis, incluyen:

a) SIEPAC (Sistema Centroamericano de Interconexión Eléctrica). Esta es una interconexión de las redes eléctricas de seis naciones en América Central. Consiste en una línea de transmisión de 1800 km y 230 kV entre Guatemala y Panamá con una capacidad de 300 MW. El año pasado reportó la compra y venta de 1.5 GWh (BNAmericas, 5 de julio de 2019).

b) Interconexión HVDC Argentina-Brasil. Consiste en una línea de transmisión de 490 km y 500 kV que conecta el norte de Argentina y el sur de Brasil. Tiene una capacidad de 2200 MW y ha operado desde 2002. Este enlace ha demostrado ser útil para amortiguar las consecuencias de las sequías prolongadas en Brasil.

c) Plantas hidroeléctricas binacionales. Yacireta, Itaipú y Salto Grande son centrales hidroeléctricas que sirven a más de una nación, incluyendo una larga línea de transmisión HVDC para alcanzar los nodos de demanda a larga distancia de las unidades. Brasil, Argentina y Uruguay están conectados en el sistema.

d) La conexión de Colombia con Ecuador a través de un enlace con capacidad de 330 MW a 230 kV.

e) La conexión de Argentina con Chile, a través de un enlace, está vinculada con una capacidad de 720 MW a 345 kV.

f) La conexión de transmisión del Perú a Chile, que está en discusión y podría permitir el uso conjunto de abundantes recursos solares de Atacama.

La mayoría de estos sistemas han estado en funcionamiento durante décadas y representan una valiosa experiencia administrativa y operativa, incluso si la capacidad general de transmisión es relativamente modesta. Se han propuesto enlaces adicionales que incluyen:

a) SIEPAC II, se ha propuesto una segunda línea de alta tensión que conecta Panamá con Guatemala y permite un mayor nivel de servicio. El costo se ha estimado en \$ 370 millones. BID Invest apoya el análisis requerido.

b) SINEA es un enlace propuesto entre Colombia, Ecuador, Perú y Chile (Corredor Eléctrico Andino).

c) SIEPAC-Colombia, un enlace que también está en análisis y que conectaría a Colombia y Panamá y, por lo tanto, al sistema SIEPAC.

d) Propuestas para fortalecer los vínculos entre Argentina y Chile y entre Brasil, Argentina y Uruguay.

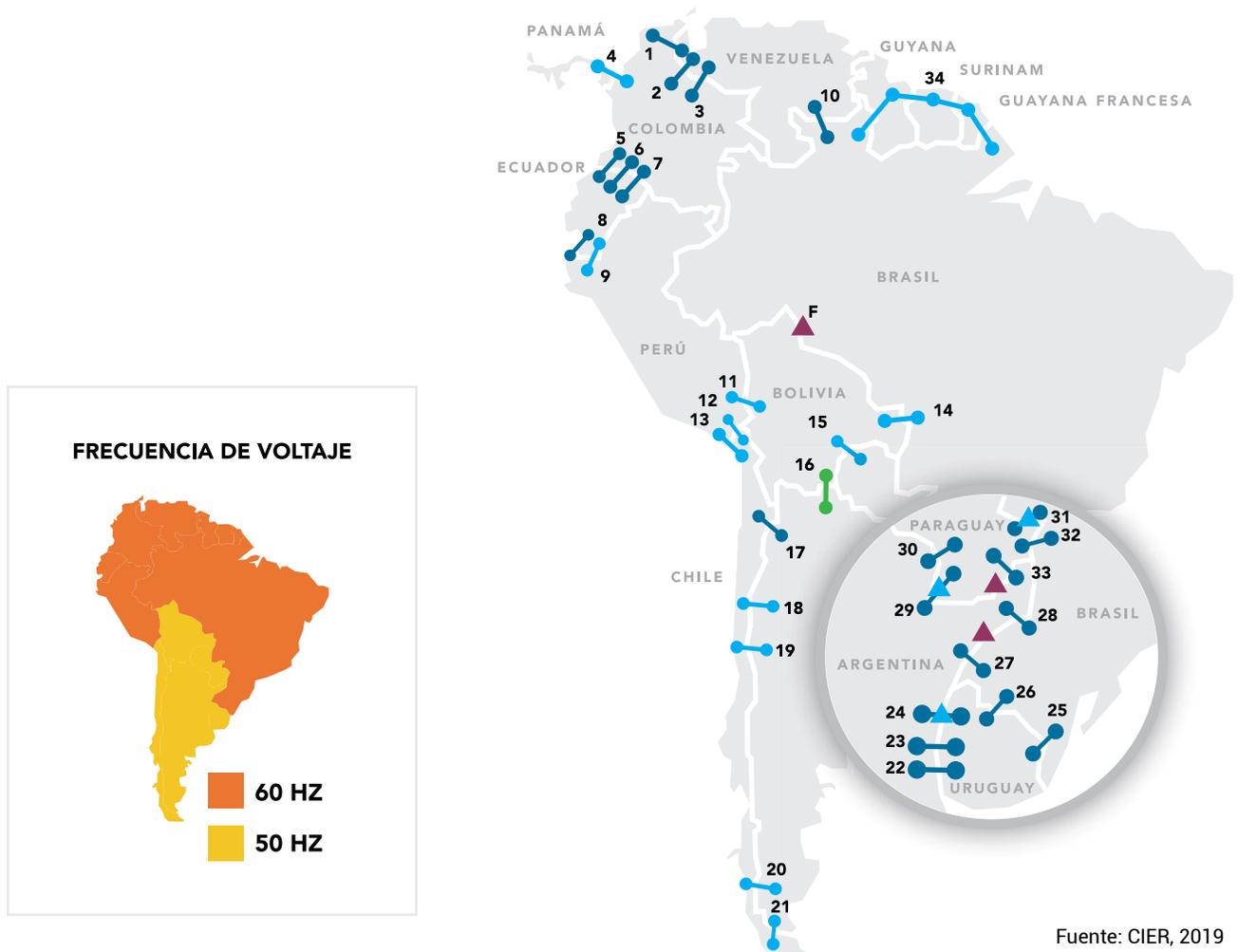
e) Las principales interconexiones en la región con la ubicación de grandes reservas y los sistemas HVDC existentes en operación o planificación, para los países de interés (como se muestra en las Figuras 3 y 4).

Figura 3. Vínculos de electricidad regional en Centroamérica, 2019



Fuente: CIER, 2019

Figura 4. Vínculos de electricidad regional en Sudamérica, 2019



Fuente: CIER, 2019



Es evidente que la vinculación de los mercados centroamericano y andino y el establecimiento de un nexo entre Argentina y los Andes relacionaría la mayoría de los mercados sin necesidad de intervenir en la región del Amazonas.

La región tiene el potencial de fortalecer la interconexión de las redes eléctricas con beneficios en términos de mejores condiciones de oferta y demanda, especialmente cuando se cuenta con una gran participación de fuentes intermitentes como se prevé en el escenario de intervención. También permitiría aprovechar mejor su gran capacidad de almacenamiento de energía hidroeléctrica y, por lo tanto, reducir potencialmente los costos totales de generación. Esto ampliaría el mercado disponible para los generadores eficientes.

4.4 Características y beneficios de una red inteligente integrada en la región

Una red regional inteligente diseñada para abastecer a un sistema eléctrico 100% renovable, y un mayor nivel de integración con la demanda, necesitaría:

a) Aceptar grandes cantidades de fuentes de energía renovables intermitentes o variables, amortiguando las fluctuaciones y aprovechando las complementariedades existentes entre los puntos críticos.

b) Proporcionar un enlace entre las principales reservas en diferentes zonas climáticas (áreas con pluviometría complementaria) que permita una participación efectiva de la carga base a escala regional.

c) Permitir la operación integrada de sistemas de almacenamiento y sistemas de gestión de la demanda.

d) Permitir la operación de la generación distribuida en los nodos conectados a la red para proporcionar estabilidad y confianza.

e) Proporcionar sistemas de transmisión eficientes, de baja pérdida, competitivos, a largas distancias y con capacidad suficiente.

f) Permitir la integración y la gestión de la demanda y el suministro de una extensa flota de vehículos eléctricos.

g) Permitir un alto nivel de transparencia del mercado.

Los elementos estructurales y de recursos para apoyar una red regional inteligente están presentes en América Latina. El mercado opera de manera relativamente eficiente, en un entorno competitivo. Además, la región ya posee elementos clave de una red integrada, una capacidad sustancial de almacenamiento de energía hidroeléctrica, grandes puntos críticos de fuentes renovables intensas y condiciones de complementariedad entre hidroeléctrica, solar y eólica. Todavía existen brechas y faltan elementos, así como instrumentos de política que podrían usarse para acelerar la transición hacia una red regional inteligente.

CAPÍTULO 5

TENDENCIAS TECNOLÓGICAS Y ECONÓMICAS DEL TRANSPORTE ELÉCTRICO

Esta sección revisa las tendencias tecnológicas actuales en unidades eléctricas, instalaciones de almacenamiento para vehículos y estaciones de carga relevantes para la región. También incluye una evaluación sobre los impactos en el uso de energía por electrificación del transporte y actualizaciones de las proyecciones para los costos financieros del transporte de pasajeros y carga.

La reducción de los costos de almacenamiento de energía, especialmente en las baterías de iones de litio, permite considerar una entrada más rápida en el mercado de los vehículos eléctricos. Además, el aumento de la densidad de energía de las baterías eléctricas ha permitido mejorar la autonomía de los vehículos, lo que ha sido una limitación para la adopción de estos. En la figura 1 se resume la tendencia reciente a la reducción de los costos y la tendencia prevista hasta mediados de siglo en lo que respecta a los costos de los packs de baterías de iones de litio para vehículos eléctricos en 2019, los precios de las baterías caen casi un 50% en tres años, lo que estimula la electrificación. Dada la participación del almacenamiento de energía en el costo total, se prevé ahora en general que los vehículos eléctricos alcanzarán la paridad de costos con los motores de combustión interna en pocos años.¹²²

Además del almacenamiento de energía, hay otros aspectos de la tecnología que están cambiando rápidamente con aplicaciones para vehículos livianos, medianos y pesados. Éstas incluyen:

a) Despliegue de sistemas de doble batería que podrían reducir los costos generales para aplicaciones de escalamiento. Los vehículos de pasajeros o de carga de gran tamaño completamente cargados requieren baterías para un rango de conducción largo (almacenamiento de gran tamaño) y para la aceleración (alta potencia). Se ha demostrado que el uso de un sistema de batería dual compuesto por baterías con gran capacidad de almacenamiento y

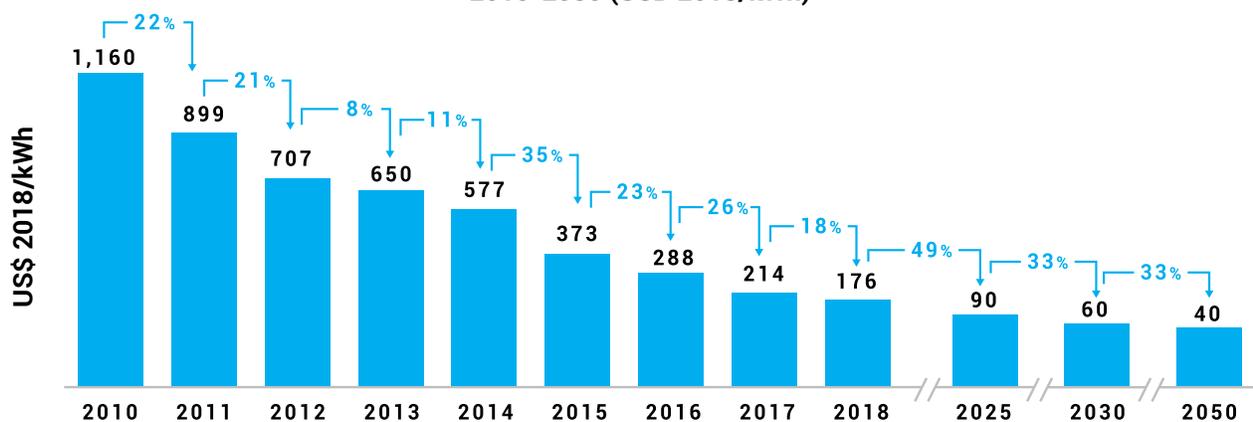
condensadores eléctricos cumple con los requisitos de potencia instantánea durante la aceleración y ofrece ahorros de costos (J. Liu et al, 2017);

b) Despliegue de una infraestructura de carga de alto rendimiento con altos voltajes adecuados para vehículos pesados (1000 voltios o más). Los vehículos pesados requieren estaciones de carga de gran capacidad y alto voltaje para reducir el tiempo de inactividad. Es fundamental planificar el almacenamiento de energía en las estaciones de carga para autobuses o camiones que requieran un cambio rápido.

c) Nuevos sistemas de baterías de alto rendimiento; por ejemplo: baterías de iones de sodio (iones de Na) similares a las baterías de iones de litio (Na-ion) pero potencialmente más baratas; nuevas químicas de baterías, así como mejoras en cátodos y ánodos como el uso de nuevos materiales; baterías de estado sólido que permiten el uso de materiales innovadores, de alto voltaje y alta capacidad, lo que permite baterías más densas y livianas;

d) El desarrollo de autopistas eléctricas permitiría la carga de vehículos eléctricos modificados mientras se conduce a través de un riel eléctrico en la carretera. Las autopistas eléctricas ya se han instalado o se están probando en Suecia¹²³ y Alemania.¹²⁴ El concepto se aplica a carreteras de carga de alta densidad. En América Latina se podría ofrecer una solución para centros de transferencia intermodales y se podría aplicar a rutas BRT.

Figura 1. Costos históricos y proyectados de paquetes de batería ion litio para vehículos eléctricos, 2010-2050 (USD 2018/kWh)



Fuente BNEF, 2019; Bloomberg, 2019 y estimaciones del autor.

122. <https://www.bloomberg.com/opinion/articles/2019-04-12/electric-vehicle-battery-shrinks-and-so-does-the-total-cost>

123. <https://www.forbes.com/sites/sebastianblanco/2018/04/30/sweden-opens-up-electric-highway-called-eroadarlanda/#3cd75f3346ce>

124. <https://www.bloomberg.com/news/articles/2019-05-13/germany-s-first-electric-highway-charges-trucks-as-they-drive>

e) Gestión de la demanda de flotas de transporte. Es probable que la demanda máxima de electricidad de un autobús o camión con un cargador rápido sea cientos de veces mayor que la demanda de una vivienda individual y puede convertirse en una carga para los sistemas de electricidad. Por lo tanto, los vehículos pesados necesitarán soluciones de gestión y almacenamiento de la demanda. Además, todos los vehículos eléctricos tendrán el potencial de convertirse en un actor más activo en el equilibrio de la oferta y la demanda de los sistemas de electricidad.

f) Movilidad como servicio. Los vehículos eléctricos se convertirán en un elemento esencial de una movilidad futura compartida, automatizada y eléctrica.¹²⁵ Las tendencias muestran un desplazamiento de los vehículos de propiedad privada hacia el uso de servicios de automóviles on-demand. Este movimiento es alimentado por varios proveedores de servicios de movilidad, como los servicios de transporte, programas de bicicletas, scooters y coches compartidos, autobuses on-demand y servicios de colaboración. Además, las grandes empresas de automóviles están ampliando sus negocios para incluir servicios de movilidad. Esto significa ofrecer servicios asociados al transporte con un enfoque en el pasajero y no en la maquinaria.

5.1 Vehículos de pasajeros

Automóviles

El rápido ritmo de motorización es insostenible y es probable que se desacelere en el futuro como resultado de problemas de congestión y productividad, incluso si se logran altas tasas de electrificación. Hay evidencia de una reducción en las ventas de automóviles en todo el mundo¹²⁶ y del crecimiento de los kilómetros por pasajero por la desaceleración de las ventas de automóvil en los Estados Unidos (National Household Travel Service, 2019). Este informe argumenta que las proyecciones futuras de la flota en la región no reflejarán aumentos continuos en los vehículos de pasajeros ligeros, sino que los sistemas de transporte público ganarán pasajeros.¹²⁷ Este argumento es consistente con el hecho de que un automóvil está



Un automóvil está estacionado el 95% del tiempo y un aumento en el uso del transporte público o los servicios de transporte compartido pueden ayudar a aumentar la eficiencia de los vehículos y optimizar el espacio en las ciudades.

estacionado el 95% del tiempo y que un aumento en el uso del transporte público o los servicios de transporte compartido pueden ayudar a aumentar la eficiencia de los vehículos y optimizar el espacio en las ciudades. Además, las tendencias muestran que las generaciones más jóvenes están menos interesadas en poseer vehículos como resultado de las crecientes opciones de movilidad compartida.

Buses

La gran cantidad de autobuses en la región concentrados en áreas urbanas y su alta tasa de utilización per cápita ofrecen un mercado importante para el desarrollo de una industria de autobuses eléctricos y auxiliares adaptada a las necesidades regionales. El impulso para los autobuses eléctricos está comenzando a construirse a nivel regional, ya que los responsables políticos continúan presionando hacia un modelo de transporte público cero emisiones. La mejora de la economía, el cumplimiento de los indicadores clave de rendimiento (KPIs), y la creciente preocupación por los impactos en la salud y el medio ambiente de las emisiones de los autobuses de combustión interna en las ciudades son los principales motivadores. El momentum para los buses eléctricos está empezando a construirse regionalmente.

125. <https://3rev.ucdavis.edu>

126. Las ventas de automóviles se han estancado o caído durante el 2016-2019 (<https://www.statista.com/statistics/200002/international-car-sales-since-1990/>;

127. Las preocupaciones sobre la movilidad, la congestión y los impactos en la productividad son independientes del tipo de combustible utilizado en el transporte. Estas preocupaciones se abordarían a través de políticas, regulaciones e inversiones en infraestructura que promuevan un mejor uso del espacio público. Los BRT de autobuses constituyen una solución desarrollada en América Latina, pero algunos otros que se están probando en la región incluyen precios de congestión, zonas o períodos libres de automóviles y promoción del transporte no motorizado. Además, en las zonas urbanas, se ha argumentado que la mayoría de los vehículos pequeños están en la carretera durante un tiempo limitado durante un período determinado y, por lo tanto, no son necesariamente un uso eficiente del capital.



El costo total de propiedad (TCO, por sus siglas en inglés) de los autobuses eléctricos está comenzando a alcanzar la paridad de costos con los autobuses de combustión interna en algunas ciudades de la región de ALC. Esto se debe principalmente al desarrollo de nuevos modelos de negocio, a través del proceso de licitación para el sistema de autobuses públicos, que están impulsando la adopción de autobuses eléctricos, como en Santiago de Chile y Bogotá.

La toma de decisiones de inversión en este modelo de negocio se basó en el costo total de propiedad y no en el precio de compra. En este sentido, el TCO de los autobuses eléctricos fue menor que el de los autobuses con motor de combustión interna (MCI), principalmente debido a una reducción del 70% en los gastos operativos.

Las características y los requisitos de los autobuses en la región son diferentes de los que se están desarrollando en otros lugares (capacidad, control climático, longitudes de ruta). La edad de las flotas de autobuses en América Latina es muy diversa; en algunos casos, alcanzando hasta más de 20 años de operación. Por esta razón, a corto y medio plazo se licitará un gran número de autobuses en toda la región. Esto abre una ventana de oportunidad para aumentar el despliegue de los autobuses eléctricos. Además, las ciudades con normas de emisiones más estrictas (EURO VI) pueden transitar más fácilmente hacia el transporte público de emisiones cero, ya que se reduce la diferencia de precio de compra entre los autobuses eléctricos y los autobuses MCI.

La región ha sido pionera en el desarrollo de instituciones, protocolos operativos e infraestructura para sistemas de tránsito rápido de autobuses. El

creciente número de sistemas BRT también representa una oportunidad única para desarrollar soluciones tecnológicas y de mercado adecuadas para abordar la electrificación de esta creciente demanda.

5.2 Transporte de carga

Camiones

Como en el caso de los autobuses, la electrificación del transporte de mercancías por carretera se enfrenta a la falta de infraestructura de carga. Los servicios de entrega pueden atenderse a través de instalaciones de almacén y depósito, pero los servicios de larga distancia requerirán un enfoque diferente. Se necesitarán estaciones de carga de gran capacidad a lo largo de los corredores de carga, combinadas con una capacidad mejorada y baterías de almacenamiento.¹²⁸ Los camiones eléctricos de la región se convertirán en un instrumento viable de carga y logística siempre que se disponga de la infraestructura y las políticas habilitantes necesarias. Como se ha señalado anteriormente, otra alternativa para el transporte de larga distancia o pesado es la creación de autopistas eléctricas.¹²⁹ En todo el mundo se están estudiando opciones de combustibles alternativos, como el hidrógeno. El hidrógeno verde se produce a partir de la electrólisis del agua utilizando energía renovable y está completamente libre de emisiones de CO₂. El uso del hidrógeno se encuentra en una etapa inicial y su producción es muy costosa (2.50 a 6.80 USD/kg). No obstante, se espera que los costos disminuyan más rápido de lo previsto.¹³⁰

En 2019, la electrificación de otros segmentos del transporte, como las flotas oficiales, las flotas de reparto y de carga, así como el saneamiento público, se ha hecho más evidente. En su mayoría, consisten en proyectos piloto para evaluar el rendimiento de la tecnología para su posterior ampliación. El transporte de carga por carretera ofrece oportunidades de electrificación en el punto de utilización, lo que resulta particularmente atractivo para las ciudades (alrededor del 70% del transporte de carga de la región se realiza en camiones). Los

128. Se ha realizado un número creciente de experiencias y anuncios comerciales de vehículos de carga eléctrica (Amburg, 2019). Por ejemplo, el uso comercial de carretillas elevadoras eléctricas, hostlers y pequeñas furgonetas de carga ya es una realidad. Los camiones eléctricos ya están en uso para la recolección de basura en Brasil y la entrega de alimentos en Brasil (<http://www.byd.com/en/news/2019-09-29/BYD-Delivers-to-Rio-de-Janeiro-the-Largest-Fleet-of-Electric-Waste-Trucks-Outside-of-China>) y como vehículos de reparto que se construirán en México (<https://mexiconewsdaily.com/news/slim-bimbo-bakery-to-build-electric-vehicle/>). La flota eléctrica en la región ya ronda los miles de vehículos. También hay camiones de servicio pesado en carretera en pruebas y protocolos de demostración comercial. La mayoría de las solicitudes hasta la fecha se han realizado en aplicaciones urbanas, pero aún no para larga distancia. La industria espera que los camiones grandes y la carga de larga distancia puedan ser probados en carretera para 2021.

129. Un ejemplo es la autopista eléctrica de Siemen. <https://new.siemens.com/global/en/products/mobility/road-solutions/electromobility/ehighway.html>

130. <https://www.bloomberg.com/news/articles/2019-08-21/cost-of-hydrogen-from-renewables-to-plummet-next-decade-bnef>

camiones eléctricos de pequeño tamaño ofrecerán una oportunidad para aplicaciones de carga, como la entrega en el “última milla” y la logística pequeña, en particular en las zonas urbanas. En este segmento, los costes totales de propiedad (TCO) están empezando a alcanzar valores atractivos en comparación con los de los pequeños camiones de combustión interna y, por lo tanto, en la región están empezando a evolucionar los mismos modelos de negocio.

5.3 Vehículos marítimos

Actualmente, las embarcaciones eléctricas suelen utilizar un sistema híbrido diésel-eléctrico, que es empleado principalmente por los buques de altamar y de crucero. No obstante, en Europa y Asia se están poniendo en servicio barcas y buques portacontenedores totalmente eléctricos. También se están construyendo transbordadores eléctricos en Canadá y Noruega. En la región todavía queda

mucho por hacer para establecer un transporte eléctrico fluvial o marítimo, pero el potencial es considerable. El transporte fluvial ofrece un primer paso natural, en el que los depósitos de combustible podrían añadir instalaciones de carga eléctrica. Además, los puertos marítimos pueden albergar instalaciones de carga y almacenamiento. El Canal de Panamá podría convertirse en una instalación de tránsito eléctrico. En la Tabla 1 se presentan algunos de los requisitos y oportunidades específicos relacionados con el transporte pesado¹³¹

5.4 Estaciones de carga

Los sistemas y la tecnología de carga eléctrica están evolucionando tan rápido como el despliegue de flotas eléctricas. Sin embargo, el acceso a una carga eficiente y rentable puede constituir un obstáculo para una electrificación más rápida del sector en la región. Ahora hay sistemas de carga más rápidos y de mayor capacidad que pueden atender desde

Tabla 1. Tecnología y nichos de mercado para vehículos pesados eléctricos en Latinoamérica

Nichos de mercado	Flota	Consideraciones
Sistemas BRT	 Buses	Gran mercado dedicado ya disponible. La flota total estimada es de aproximadamente 1000 unidades. La tecnología del vehículo ya está disponible. Las terminales pueden albergar instalaciones de almacenamiento y carga. Las carreteras eléctricas se pueden incorporar a las rutas BRT. Carga de oportunidad.
Flotas de servicio urbano y entrega de carga	 Camiones medianos	Experiencia comercial creciente, pero mercado atomizado. Infraestructura de carga similar para autobuses y vehículos más ligeros, pero puede complementarse con instalaciones de almacenes y depósitos.
Centros de transporte inter-urbano	 Camiones de larga distancia	Mercado significativo con grandes requerimientos energéticos. El establecimiento de infraestructura requerirá de grandes inversiones, acuerdos interregionales sobre normas y logística.
Instalaciones de puerto	 Carga marítima y pasajeros, transporte costero y fluvial	La terminal portuaria y las instalaciones pueden albergar la infraestructura de carga requerida. El mercado es grande pero necesita un análisis adicional.

Fuente: Elaboración del autor.

131. Los autobuses eléctricos, autobuses escolares y de pasajeros ahora están disponibles en múltiples ubicaciones en la región. En América Latina, hay autobuses en circulación en Brasil, Chile, Colombia, Ecuador y otros. Por ejemplo, para fines de 2019, Chile tendría cerca de 400 autobuses eléctricos en funcionamiento, y se esperan 500 más el próximo año. Su objetivo es tener un sistema de transporte público totalmente eléctrico para 2040. Costa Rica también se ha comprometido con una flota de autobuses totalmente eléctricos para 2040 y Bogotá ha anunciado la incorporación de unos 600 autobuses eléctricos al sistema Transmilenio, colocándolo como el BRT con la flota eléctrica más grande del mundo.

flotas ligeras a pesadas. También hay desarrollos en carga inalámbrica, carga inductiva, sistemas de vehículo a red (V2G) y sistemas de almacenamiento vinculados a estaciones de carga de flotas, así como desarrollos de software en redes de carga y sistemas de gestión, interoperabilidad, roaming electrónico, pago y sistemas auxiliares. A pesar de lo anterior, ha habido un aumento en el despliegue de este tipo de infraestructura. Esta infraestructura de carga ha sido desarrollada principalmente por inversionistas estratégicos, tales como compañías de petróleo y gas y empresas eléctricas y fabricantes de automóviles. México destaca en términos absolutos como el país con el mayor número de centros de carga pública en la

región. Mientras que Barbados destaca como el país con la mayor cobertura de infraestructura de recarga por densidad de población o número de vehículos eléctricos registrados. Por otro lado, en 2019, México lanzó el corredor de vehículos eléctricos más largo (también conocido como el “corredor eléctrico”) en América Latina y el Caribe con una distancia de 620 km. Uruguay fue el primer país de la región en instalar su corredor eléctrico, seguido por Brasil. Por su parte, Chile, así como otros países y ciudades, están desplegando infraestructura de carga con el propósito de extender los radios de autonomía de los vehículos eléctricos (Figura 2). En la región, parece lógico dar cierta prioridad al diseño e implementación

Figura 2. Corredores eléctricos para vehículos eléctricos en ALC, 2019



Fuente: Informe de Movilidad Eléctrica 2019, MOVE, PNUMA, 2019

Tabla 2. Resumen de tendencias tecnológicas y necesidades de estaciones de carga en la región

Necesidades del sistema	Estado actual	Sigüientes pasos
Inter-operabilidad para las estaciones de carga	Varias estaciones de carga, velocidades y voltajes han ingresado al mercado	La entrada al mercado se beneficiaría de la adopción de normas para vehículos ligeros y pesados a nivel regional, facilitando la integración y las economías de escala. Necesidad de ampliar la infraestructura de carga bajo estándares apropiados de conectividad e interoperabilidad
Redes de carga	Servicios limitados de interconexión, facturación y gestión	Es necesario aprovechar las experiencias actuales para proporcionar una cobertura más amplia y una variedad de servicios
Estaciones de carga para vehículos pesados	Cargadores de depósito limitados y cargadores de oportunidad para vehículos pesados	Sistemas de carga de alta potencia diseñados específicamente para aplicaciones de servicio pesado y utilizan tecnología estandarizada para la interoperabilidad. Estándares para la gestión de la demanda que evitan interrupciones en la red. Por ejemplo, la adopción de tarifas dinámicas
Sistemas de gestión y almacenamiento de la demanda en estaciones de flota, depósitos y puertos	Pocos sistemas de gestión de la demanda en las flotas	Estándares y protocolos para gestionar la demanda de grandes flotas y el almacenamiento de energía
Carga inalámbrica	Etapa temprana de desarrollo	Adopción de corredores de uso intensivo de corta distancia

Fuente: Elaboración del autor

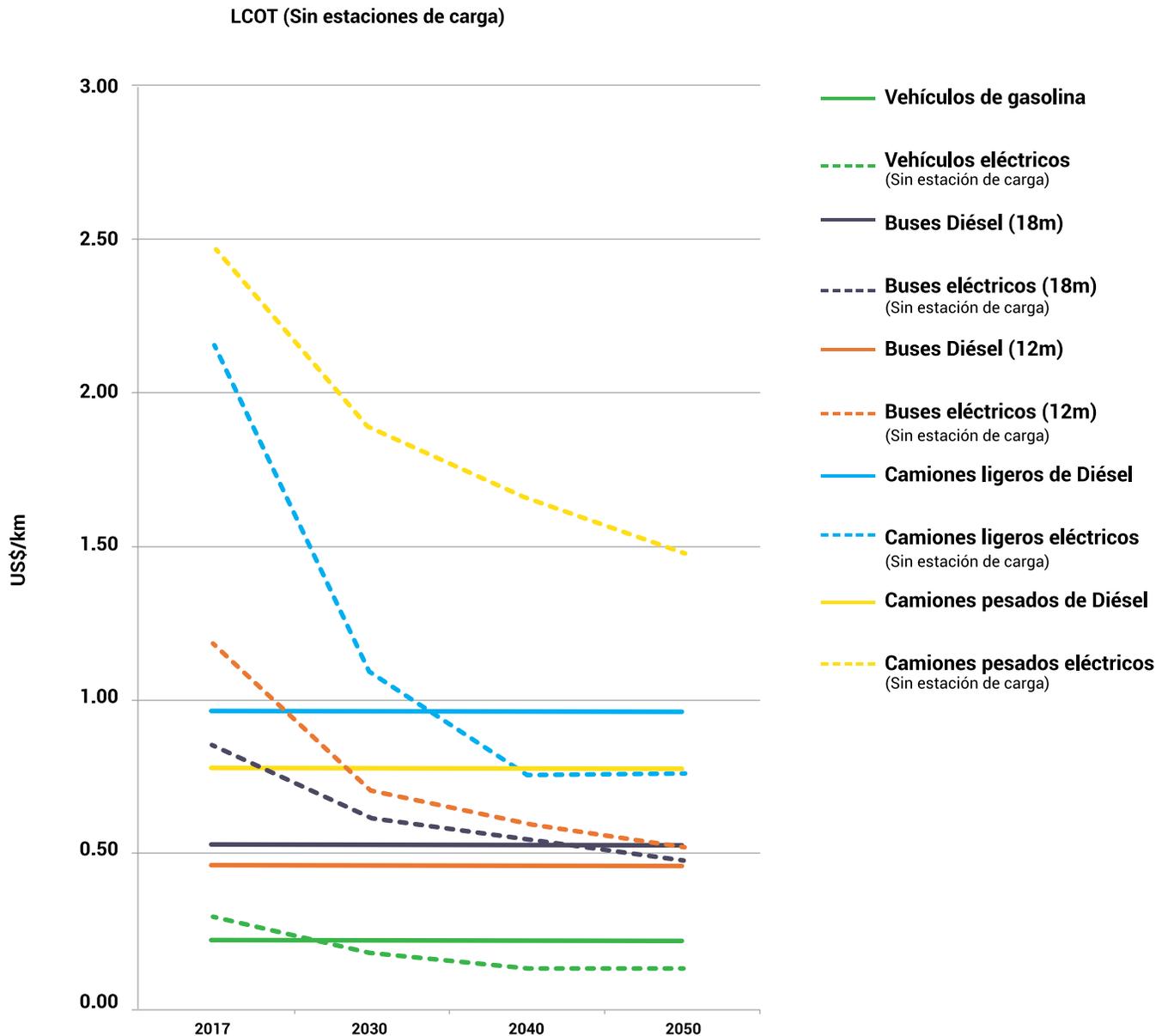
de sistemas que servirían a vehículos de pasajeros múltiples. A nivel privado, las estaciones que sirven a sistemas de viviendas múltiples pueden ser apropiadas en áreas urbanas de América Latina, donde predominan los edificios de apartamentos. Ya sea que se implementen redes de carga rápida o de carga lenta, dependerá de los sistemas locales de electricidad y transmisión, así como de los incentivos disponibles. Para que la electrificación masiva del transporte tenga éxito, es necesario un esfuerzo masivo para construir redes de carga de capacidad adecuadas y desarrollar medidas para facilitar la carga inteligente, a través de señales de precios rentables y disposiciones de vehículo a red, por ejemplo, para minimizar las interrupciones de carga en la red. En la Tabla 2 se resumen las tendencias actuales en el desarrollo de estaciones rápidas y de alta capacidad con una síntesis de los próximos pasos necesarios.

5.5 Costos proyectados de transporte eléctrico en la región

Los costos futuros del transporte eléctrico, publicados en el informe anterior, se han revisado sobre la base de los desarrollos recientes. Estos incluyen, la disponibilidad de estaciones de carga de alta capacidad, reducciones en el costo de vehículos eléctricos, opciones para vehículos pesados y marítimos, y reducciones en el costo de almacenamiento. También se han incorporado nuevos datos sobre el costo de mantenimiento de camiones eléctricos. Los supuestos para los vehículos de combustión interna también se han revisado para tener en cuenta las nuevas proyecciones en el precio de los combustibles fósiles líquidos y las expectativas de mejoras en la eficiencia del combustible. En el Anexo 10 se describe un resumen de los supuestos utilizados en el análisis.

En la Figura 3 se presentan los nuevos resultados medidos en términos de costos de transporte normalizados (LCOT).¹³² Los resultados confirman la expectativa de una mayor competitividad para todos los segmentos de la flota, y los automóviles y autobuses eléctricos se convertirán en la alternativa más barata antes del 2025. Los ahorros derivados de un menor costo de transporte normalizado pueden transferirse a la economía en general.

Figura 3. LCOTs proyectados, por modos y tecnología, 2017-2050



Fuente: Estimaciones del autor utilizando GACMO. LCOTs no incluyen estaciones de carga.

132. Los LCOTs miden el capital nivelado, los cargos de operación y mantenimiento durante la vida útil del vehículo. El cálculo del LCOT incluye los costos de depreciación, los costos de combustible, los seguros, la financiación, las reparaciones y el costo de mantenimiento. La única diferencia con el costo total de propiedad (TCO) es que no incluye las tasas e impuestos. Esto explica por qué las curvas LCOT para los vehículos de MCI se mantienen planas en el tiempo en lugar de aumentar.

Impacto en el uso de energía y eficiencia energética

La llegada de grandes cargas del sector transporte representará una demanda considerable que requerirá una capacidad de generación y una infraestructura de distribución adicionales. La nueva demanda deberá planificarse cuidadosamente para reducir al mínimo las crecientes necesidades de capacidad de la red eléctrica. Dado que una buena fracción de los vehículos ligeros se cargará en el hogar o en el lugar de trabajo, este crecimiento repercutirá en el uso residencial y comercial de la electricidad (Rocky Mountain Institute, 2018). Es probable que los vehículos y las flotas más pesados se carguen en instalaciones especializadas, en terminales o en depósitos. Las oportunidades de integración de la demanda de transporte eléctrico en la curva de carga global del sector eléctrico se analizan en el capítulo 6.



CAPÍTULO 6

RETOS Y OPORTUNIDADES DE UNA TRANSICIÓN ACOPLADA

El presente capítulo trata de las oportunidades estratégicas, los costos y los beneficios de una descarbonización conjunta de los sectores de la electricidad y el transporte. Una transición acoplada se refiere a la descarbonización combinada de los sectores de la electricidad y el transporte aprovechando las sinergias y los vínculos entre ambos para acelerar el proceso de descarbonización. Los aspectos considerados en este capítulo incluyen:

- a) Beneficios en seguridad energética.
- b) Impacto en los generadores de electricidad (equilibrio de carga).
- c) Beneficios para la salud por las mejoras en la calidad del aire.
- d) Impacto en los costos de refinación e la infraestructura.
- e) Un dimensionamiento de las implicaciones de los activos bloqueados en las reservas de petróleo y gas y la generación de electricidad.



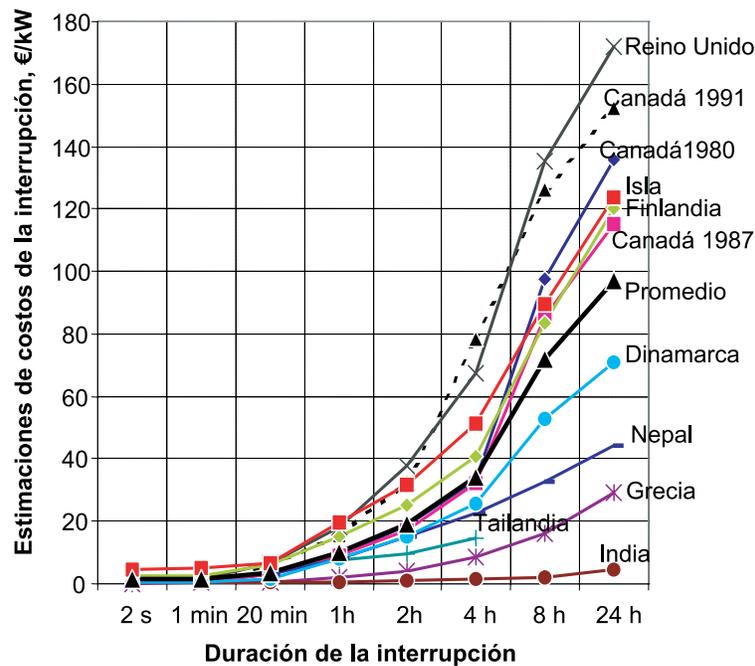
Bogotá, Colombia.
Foto por R. Institute, Unsplash

6.1 Seguridad energética

Se ha caracterizado un sistema energético seguro (USDOE, 2017) por tener: una mezcla diversa de fuentes de energía; una huella de carbono reducida; acceso a la oferta local o doméstica; y capacidad de recuperación de los impactos externos (resiliencia). Cuanto más consumen las naciones electricidad de recursos locales y limpios, menos expuestas están a impactos como la volatilidad de los precios o las perturbaciones políticas del país vendedor de energía, lo que puede dar lugar a una crisis energética para el comprador. Si bien es difícil monetizar todos estos aspectos, es evidente que el hecho de no garantizar un suministro eléctrico adecuado puede dar lugar a graves trastornos en la economía. Las repercusiones económicas conexas también pueden ir mucho más allá de la pérdida directa de ingresos para las empresas generadoras de energía, de la producción económica del sector afectado y de la población. Ya ha ocurrido en el pasado. Por ejemplo, en Colombia, una grave escasez de energía fue causada por una

intensa Oscilación Austral de El Niño (ENSO) durante 1992/1993 que provocó el agotamiento de los depósitos de energía hidroeléctrica y desencadenó importantes pérdidas para la economía durante un período prolongado. Chile se vio afectado por una interrupción del suministro de gas natural en 2005. Más recientemente, en junio de 2019, un apagón de corto plazo interrumpió el suministro de energía eléctrica en Argentina, Uruguay y partes de Brasil. En esta sección se examinan los efectos de la interrupción del suministro eléctrico en la región y se analiza si el paso a una matriz eléctrica totalmente renovable contribuiría a aumentar la seguridad energética en los sectores eléctricos de los países analizados, y en qué condiciones. Se han propuesto varios métodos para evaluar los impactos, incluida la medición de los costos directos y/o la valoración de las medidas de prevención (UPME, 2015). También se han realizado algunos estudios que evalúan los costos resultantes de las interrupciones del suministro de electricidad.¹³³ Una evaluación del costo de la interrupción de la electricidad en varios países (Raessar P. et. Al., 2006),

Figura 1. Estimado del costo de interrupción del suministro de electricidad



Fuente: Raessar P. et al., 2006

133. (Shuai M., et. Al., 2018; A. Sanstad, 2016, Larse P., et. al, 2018). Por ejemplo, en un análisis del costo de las interrupciones del suministro eléctrico en los Estados Unidos (K. Hamachi y J. Eto, 2006) se llegó a la conclusión de que la economía había perdido 79,000 millones de dólares, en su mayor parte (72%) por la pérdida de producción comercial debida a las interrupciones del suministro eléctrico en 2002. Un examen de los datos de los apagones en el condado de Los Ángeles en los EE.UU., dio lugar a una pérdida estimada del 7% del PIB regional (Rose et al, 2005). Targosz y Manson (2007) realizaron una encuesta para estimar el costo de la calidad inadecuada de la electricidad en la UE-25, que cuantificaron en más de 150,000 millones de euros (el 90% procedente del sector industrial). Otro estudio, LaCommare y Eto (2006), estimó el costo para los consumidores estadounidenses relacionado con los problemas de calidad de la electricidad (interrupciones y otros acontecimientos relacionados con la calidad), y determinó que los costos anuales ascendían a 79,000 millones de dólares de los EE.UU., de los cuales el 70% correspondía al sector comercial. En América Latina, en el Sistema Interconectado Central (SIC) de Chile, un análisis de los costos promedio de las interrupciones de un mes de 10% de energía se estimó en 0.107 dólares/kWh (Fierro G., y P. Sierra, 1993). Los costos directos de la interrupción de la electricidad se estimaron en unos 2,000 dólares/kWh para el costo de la minería y entre 3 y 7 dólares/kWh para el costo residencial (Cisterna, 2008)

encontró un costo promedio de casi \$ 20/kW por una interrupción de dos horas, que aumentó según la duración del evento, llegando a casi \$ 100/kW por una interrupción que dure un día (Figura 1).

Vulnerabilidad de los sistemas eléctrico en la región

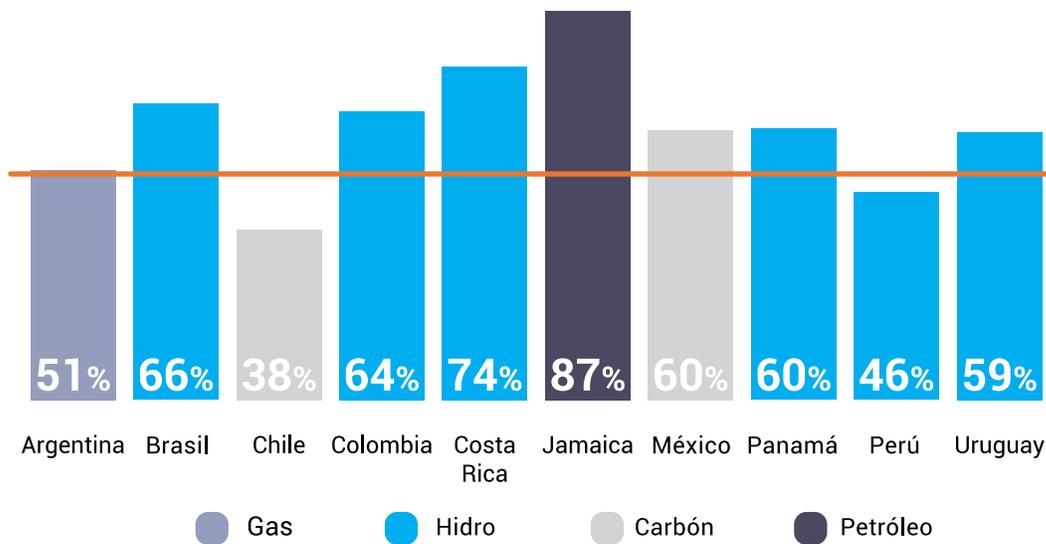
Si bien esos costos son elevados, la cuestión que hay que abordar es si la transformación de la matriz eléctrica a una dependencia total de las energías renovables contribuiría a reducir la vulnerabilidad. Para evaluar el grado de inseguridad energética, el análisis se centra en tres aspectos:¹³⁴ la diversidad del sistema de suministro de energía; la dependencia de las importaciones; y las emisiones de gases de efecto invernadero (dependencia de las fuentes fósiles). En la literatura técnica se ha utilizado un conjunto de tres índices correspondientes (Gupta, 2016, U de Padua, 2016).

Una matriz y generación de electricidad más diversas conferirían una mayor resiliencia a las posibles perturbaciones que afecten a cualquier fuente de energía. La proporción de la mayor fuente de energía en capacidad y en generación real en 2018 se utilizó como indicador de la diversidad del sistema. Los resultados se resumen en la figura 2. Muchos países

de la región dependen de una sola fuente en su capacidad de generación. Los menos diversos en 2018 fueron Jamaica (87% de la generación a partir de derivados del petróleo) y Costa Rica (74% de la generación a partir de energía hidroeléctrica). Los más diversos fueron Chile y el Perú, donde ninguna fuente generó más de la mitad de la electricidad. En el marco de una descarbonización acoplada del sector del transporte y eléctrico, la competencia de la energía solar, eólica y geotérmica diversificaría la matriz.

La dependencia de las importaciones de materias primas energéticas se caracterizó por la participación de las importaciones en la demanda total de energía primaria. Esto incluye no sólo las materias primas para la generación de electricidad sino también la dependencia de las fuentes de energía importadas en otros sectores de la economía, como el transporte. La nación más dependiente de la muestra es Chile, con un 72% de dependencia de las importaciones de energía (Figura 3). Las importaciones de combustibles para el transporte tienen un impacto considerable en la dependencia energética de Costa Rica y Uruguay. En el marco de una vía de cero emisiones en los sectores del transporte y la electricidad, las importaciones de materias primas para la generación de electricidad y de combustibles líquidos para el transporte se obviarían, ya que éstos son sustituidos

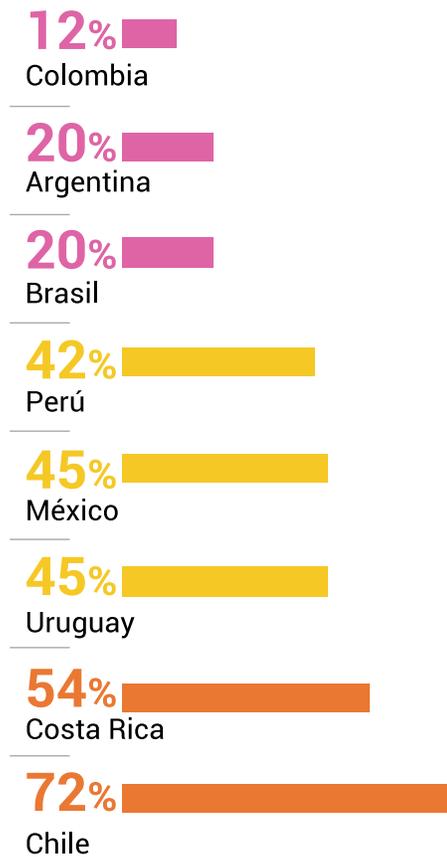
Figura 2. Participación de la mayor fuente de generación eléctrica en países seleccionados, 2019



Fuente: Basado en datos de ENERDATA consultados en septiembre de 2019

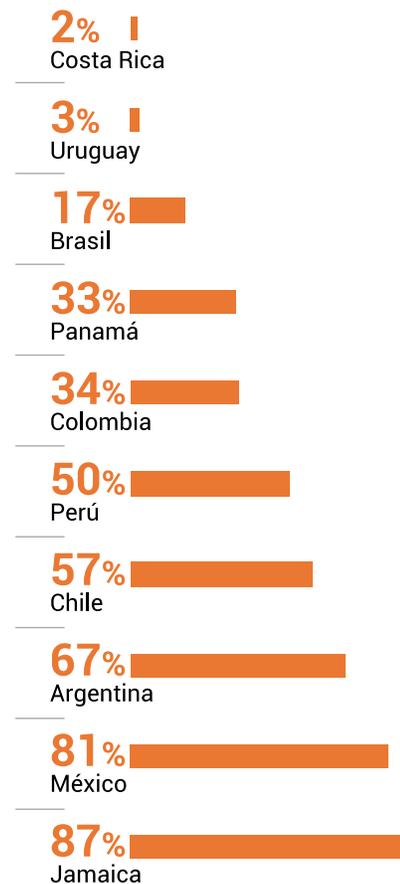
134. Se puede consultar una evaluación exhaustiva de los tipos de riesgo en el sector energético en Universidad de Padua (2016).

Figura 3. Importaciones de materia prima energética como porcentaje del suministro total de energía primaria (TPES), 2019



Fuente: Basado en datos de ENERDATA consultado en septiembre de 2019

Figura 4. Participación del combustible fósil en la generación de electricidad, 2019



Fuente: Basado en datos de ENERDATA consultado en septiembre de 2019

por recursos locales/domésticos eliminando una importante fuente de posibles perturbaciones. Por último, la dependencia de las fuentes fósiles para la generación de electricidad se indica en la figura 4. Los países que más dependen de los combustibles fósiles para la generación de electricidad son Jamaica, México y Argentina. La eliminación de la dependencia de los combustibles fósiles eliminaría las posibles perturbaciones de los precios asociadas a los mercados del petróleo, el carbón y el gas y desplazaría las principales fuentes de emisiones de gases de efecto invernadero y la mayor parte de las emisiones de CO₂ fósil.

En resumen, en el marco de una transición simultánea y acoplada de los sectores de la electricidad y el transporte, la diversidad de la oferta se desplazará

hacia las energías renovables, se reducirá la dependencia de las importaciones de energía, ya que se eliminarán los combustibles para el transporte y las importaciones de combustibles para las centrales eléctricas, y se eliminará la dependencia de los combustibles fósiles del sector de la energía eléctrica a mediados de siglo. El mayor cambio en los índices de seguridad lo experimentarían los países que dependen en gran medida de los recursos fósiles importados (Chile y Jamaica), seguidos de los países que dependen principalmente de una fuente de energía (como la energía hidroeléctrica en Costa Rica, Colombia y Perú). La diversificación del sistema eléctrico con recursos locales/domésticos que no contengan petróleo haría que el sistema fuera más resiliente a las perturbaciones locales y externas en estas naciones.

6.2 Impacto en los generadores de electricidad (balance de carga)

La entrada de un gran parque eléctrico en la región añadiría una cantidad sustancial de demanda de energía adicional. La carga adicional puede desestabilizar la red a menos que se establezcan nuevas capacidades y estrategias sólidas de gestión de la demanda que tengan en cuenta las características de las necesidades del sector del transporte. Además, una red con una participación sustancial de fuentes intermitentes (eólica, solar, marina) también requerirá una flexibilidad y una capacidad de almacenamiento adicionales para mantener la fiabilidad del suministro.

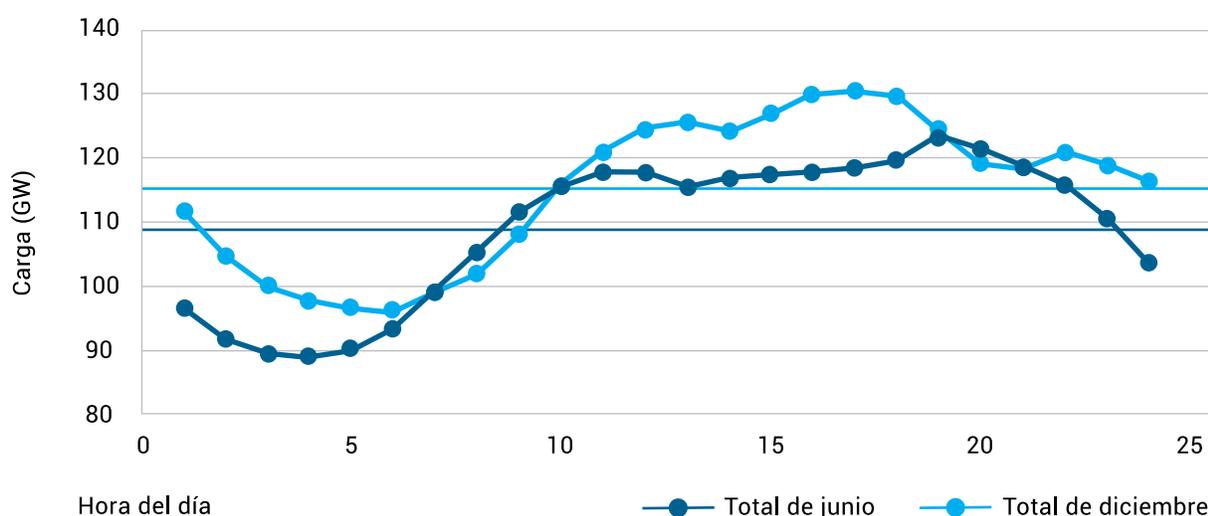
Para visualizar las posibles características de una carga de transporte eléctrico considerable, considérese que la demanda de un automóvil que se desplace a unos 20 km de distancia requeriría 3-4 kWh/día, lo que equivale a las necesidades energéticas de dos apartamentos de clase media en una zona urbana típica de la región. La carga que representan estos vehículos, si no está bien manejada, puede requerir una capacidad adicional costosa para satisfacer la demanda máxima u opciones de almacenamiento. Parte de la nueva demanda del transporte se producirá a través de los sectores

comercial y residencial en el caso de los vehículos ligeros y a través del sector industrial y comercial en el caso de los vehículos pesados y de carga.

El problema también puede apreciarse examinando la curva de carga agregada del sistema eléctrico de América Latina, que supone que todas las cargas pueden agregarse en la región (por ejemplo, mediante la integración plena a nivel regional, como se ve en la figura 5). Un comportamiento similar existe a nivel nacional.

Con una gestión adecuada, la demanda de carga del transporte en las áreas urbanas podría ser dirigida hacia períodos de menor congestión, en un proceso conocido como “relleno de valle” (Schmidt, E., 2017). En teoría este proceso permitiría a la capacidad instalada operar a un nivel más eficiente aplanando la curva de demanda. En Colombia, por ejemplo, la zona del valle que se encuentra por debajo de la demanda media diaria tiene suficiente energía para satisfacer el 9% de los requerimientos eléctricos equivalentes diarios del uso diario de diésel en el transporte (Figura 6).¹³⁵ Si el suministro en Colombia es fácilmente accesible (si se dispone de suficiente capacidad de almacenamiento de electricidad, en forma de agua almacenada en los depósitos u otros

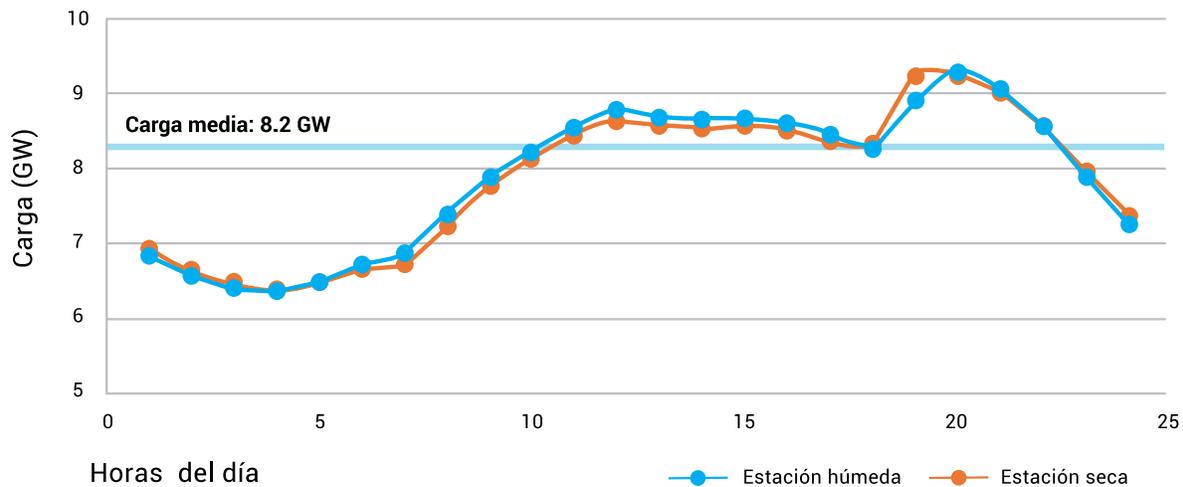
Figura 5. Curva de carga agregada para Latinoamérica



Fuente: Gráfico compuesto de curvas de carga basadas en el país proporcionadas por la Organización de Energía de América Latina (OLADE) en comunicación personal. La línea recta indica la carga media para cada curva, 109 GW en junio y 115 GW en diciembre.

135. El área bajo la carga diaria media (8.2 GW) en la figura 3 se estima en 12 GWh/día (4416 GWh/año). El consumo de gasóleo del sector del transporte en Colombia equivale a 59,800 GWh eléctricos; el 9% de la demanda adicional del transporte, una vez totalmente electrificado, podría satisfacerse al comienzo de la transición, si esas cargas se programan durante los períodos de tiempo en que se experimenta una demanda de electricidad inferior a la mediana. Véase el anexo 11 para más detalles.

Figura 6. Curva de carga en Colombia y “llenado de valle” con equivalente eléctrico de la demanda de diésel



Fuente: Gráfico de curvas de carga basadas en el país proporcionadas a través de OLADE en comunicación personal.

medios, como baterías de gran tamaño), la adición de cargas provenientes del transporte en períodos de baja demanda permitiría la generación de electricidad a un costo menor. Los embalses funcionarían a una proporción mayor de su capacidad, entregando más energía contra los mismos cargos de amortización de capital, ya que no se necesitaría capacidad adicional. En la práctica, sin embargo, esto requeriría disposiciones de gestión en los embalses para que funcionaran a un nivel de almacenamiento más alto, lo que implicaría algunos costos de operación adicionales. Esto se aplicaría a los países que hoy en día dependen de la energía hidroeléctrica en sus sistemas eléctricos.

Además, una gran flota de transporte (camiones y autobuses) también puede funcionar como instalación de almacenamiento de energía, cargándose durante los períodos de baja demanda y contribuyendo potencialmente a la red durante los períodos de alta demanda, según sea viable. Esto se ha denominado operación de vehículo a red (V2G) (J. Druitt y Fruh W, 2012). Este modo de funcionamiento tendría un efecto beneficioso en los costos de generación

al evitar el uso de plantas de suministro en horas punta. El despliegue de las operaciones V2G debería optimizarse para preservar (y extender) la vida útil de las baterías de los vehículos eléctricos.¹³⁶

6.3 Beneficios en la salud

La contaminación del aire urbano en América Latina ha sido identificada durante mucho tiempo como un importante problema de salud.¹³⁷ La Organización Mundial de la Salud (OMS) ha recomendado indicadores de exposición humana, incluso para partículas ($PM_{10}=20\ \mu\text{g}/\text{m}^3$ y $PM_{2.5}=10\ \mu\text{g}/\text{m}^3$), que no deberían ser excedidos,¹³⁸ y agencias nacionales como la Agencia de Protección Ambiental de EE. UU. han emitido umbrales¹³⁹ que requieren atención desde una perspectiva de salud, incluidos niños, ancianos y otros grupos vulnerables. La exposición a niveles nocivos de algunos contaminantes (partículas y ozono a nivel de suelo) se ha relacionado con aumentos en los niveles de morbilidad y mortalidad, y pérdidas en la productividad. Incluso niveles más bajos de exposición tienen algunos efectos sobre la salud y la productividad¹⁴⁰. Muchas ciudades de

136. https://ec.europa.eu/environment/integration/research/newsalert/pdf/understanding_degradation_battery_life_key_successful_v2g_523na1_en.pdf

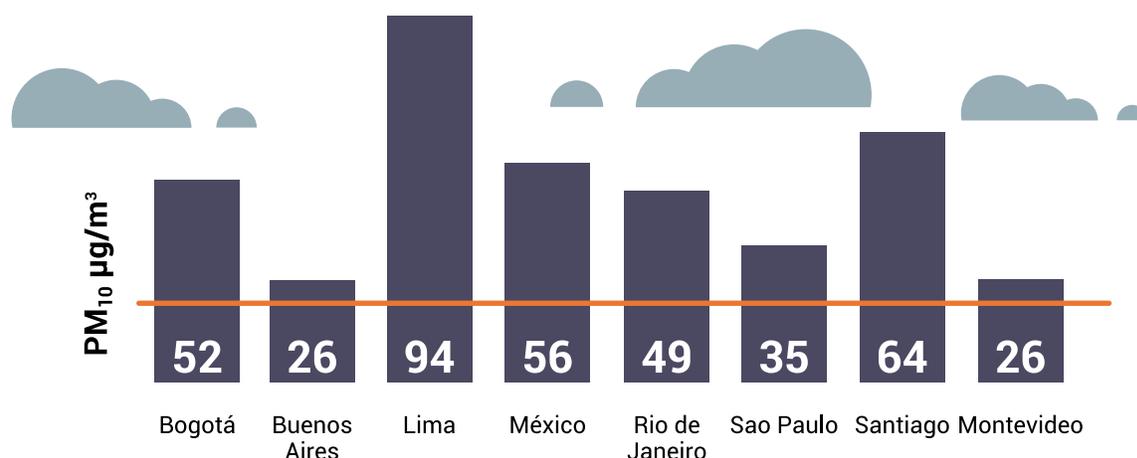
137. <https://publications.iadb.org/en/publication/urban-air-quality-and-human-health-latin-america-and-caribbean>

138. https://apps.who.int/iris/bitstream/handle/10665/69477/WHO_SDE_PHE_OEH_06.02_eng.pdf;jsessionid=AFB0FCE10BF597AD230326327D2D5E61?sequence=1

139. <https://www.epa.gov/criteria-air-pollutants/naaqs-table>

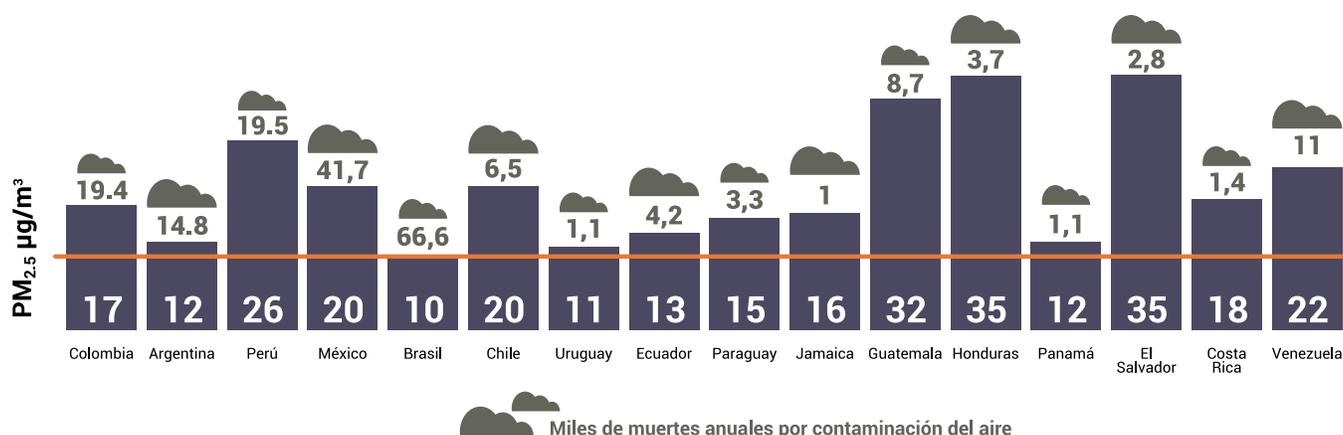
140. Un estudio reciente (PNUMA, 2018 <https://www.unenvironment.org/news-and-stories/press-release/efforts-reduce-air-and-climate-pollutants-latin-america-could-reap>) estimó que 64,000 personas murieron prematuramente en la región debido a la exposición a partículas finas ($PM_{2.5}$) y al ozono a nivel del suelo (troposférico). El ozono también fue responsable de aproximadamente 7.4 millones de toneladas en pérdidas de rendimiento de soja, maíz, trigo y arroz. Si no se toman medidas para mejorar la calidad del aire, para 2050 la mortalidad prematura anual por $PM_{2.5}$ y la exposición al ozono casi se duplicará, mientras que las pérdidas anuales de cultivos podrían aumentar a aproximadamente 9 millones de toneladas.

Figura 7. Promedio anual de PM₁₀ en algunas ciudades de América Latina que excede los niveles recomendados de exposición, 2016



Fuente: OMS,¹⁴¹ Rioja-Rodriguez et al, 2016. Estándar de la OMS para PM₁₀: no exceda 20 μg/m³ medios anuales.

Figura 8. Promedio anual nacional de PM_{2.5} para algunos países de América Latina, 2019



Fuente: Campaña BreathLife. Estándar de la OMS para PM_{2.5}: no exceda 10 μg/m³ medios anuales.

América Latina supera los umbrales de seguridad establecidos por la OMS y, a pesar de los esfuerzos para abordar el problema, siguen prevaleciendo niveles insalubres de partículas (Figuras 7 y 8) y otros contaminantes en el aire. La región está altamente urbanizada y, por lo tanto, un alto porcentaje de la población total de las naciones latinoamericanas está expuesto a estos efectos. PM₁₀ y PM_{2.5} son partículas respirables que pueden penetrar profundamente en los pulmones produciendo efectos nocivos para la salud humana. Se ha reconocido que las emisiones de contaminantes aerotransportados por fuentes estacionarias y móviles son una importante fuente de preocupación por los niveles de emisiones que pueden plantear costos para la salud y el medio ambiente.¹⁴²

141. https://www.who.int/phe/health_topics/outdoorair/databases/en/; [https://apps.who.int/iris/bitstream/handle/10665/69477/WHO_SDE_PHE_OEH_06.02_eng.pdf?jsessionid=AFB0FCE10BF597AD230326327D2D5E61?sequence=](https://apps.who.int/iris/bitstream/handle/10665/69477/WHO_SDE_PHE_OEH_06.02_eng.pdf?jsessionid=AFB0FCE10BF597AD230326327D2D5E61?sequence=142)

142. Además de ser emisores de GEI, las centrales eléctricas que queman combustibles fósiles son fuentes potenciales de contaminantes criterio (NOx, SOx, CO y, en el caso del carbón, pueden emitir partículas (PM). Los sistemas de transporte y distribución de estos combustibles pueden ser emisores netos de emisiones fugitivas que contienen compuestos orgánicos volátiles. Los motores de combustión interna en el sector del transporte también pueden ser emisores de PM y NOx. La exposición a estos contaminantes se ha relacionado con impactos en la salud en algunas poblaciones urbanas (Banco Mundial, 2002).

La congestión en las zonas urbanas aumenta la exposición mediante la reducción de la eficiencia en el uso de combustible y el consiguiente aumento de las emisiones. Las estimaciones indican que el 19% de las emisiones mundiales de carbono negro provienen de fuentes de transporte (Banco Mundial, 2014). La combustión incompleta en fuentes estacionarias y móviles también puede ser una fuente de carbono negro (Vergara W., et al, 2014).¹⁴³

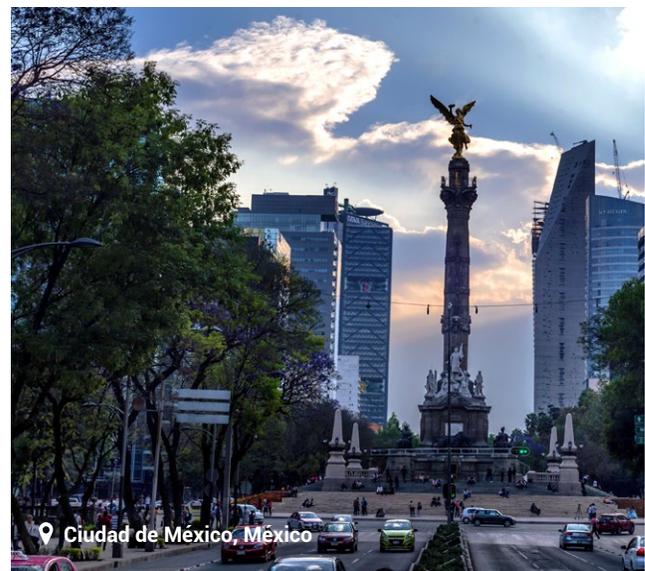
La evaluación de los costos sanitarios y ambientales de la contaminación atmosférica en América Latina ha sido objeto de otros estudios (véase el cuadro 1). Entre ellos figuran las valoraciones económicas de la calidad del aire en el área metropolitana de la Ciudad de México (Banco Mundial, 2002), la evaluación de los riesgos para la salud de la contaminación atmosférica en las zonas urbanas (RomeroLankao, P. et. al., 2013), evaluaciones regionales utilizando un enfoque de función de daño (PNUMA, 2017), análisis de los beneficios colaterales de las medidas de contaminación del aire (Rioja-Rodríguez H et. al., 2016) y la cuantificación del costo de las medidas necesarias para mejorar la calidad del aire en las zonas urbanas de la región (FMI, 2017, Cifuentes L.A., et. al., 2005).¹⁴⁴ Ver detalles del estudio en el Anexo 9.

Por ejemplo, Cifuentes y sus colegas (Cifuentes L., et al., 2005) hicieron una valoración de los beneficios para la salud basada en una combinación de modelos de impacto en la salud basados en los Estados Unidos y la transferencia de las valoraciones a América Latina. De acuerdo con el análisis, para las poblaciones expuestas a material particulado (MP), la disposición a pagar (WTP) para lograr una reducción del 10% de la exposición se estimó en USD 44-103 por persona al año. Esto se traduce en costos de entre 23,000 y 53,000 millones de dólares (2005) para la población urbana de la región.¹⁴⁵

Tabla 1. Comparación de las estimaciones de beneficios para la salud de la exposición evitada a PM (U.S. millón \$/año).

Método	Valor de los beneficios de salud (Mil millones US\$ 2018 /año)
Exposición evitada resultante de una reducción del 10% de PM a las poblaciones urbanas (Cifuentes et al, 2005)	30-68
Eliminación de PM de la combustión de diésel en el transporte (basado en estimaciones para México; OECD, 2014)	113
Eliminación de PM de la combustión de diésel en el transporte en áreas urbanas (basado en estimaciones regionales; Karagulian et. al., 2015)	32

Fuente: Compilación del autor



143. Las emisiones de carbono negro de los motores diésel utilizados en el transporte por carretera y en la maquinaria agrícola son motivo de especial preocupación por sus repercusiones en la salud, pero también por su efecto en la reducción del albedo en los glaciares y la nieve de las montañas de los Andes.

144. La química de la formación del ozono es mucho más compleja y la valoración de la exposición más difícil de evaluar. Se ha evaluado el costo de la exposición a los NOx vinculando la exposición a las concentraciones de ozono y las emisiones de NOx (Mauzeral et al, 2004). Los beneficios de reducir la exposición en los Estados Unidos fueron estimados por Lange S.S. y sus colegas (2018).

145. La población total de la región en 2018 era de 642 millones, con un 80% estimado viviendo en áreas urbanas.

Impacto de la electrificación masiva del sector del transporte en la calidad del aire

La electrificación masiva del transporte en las zonas urbanas eliminaría las emisiones de MP de las fuentes móviles, principalmente mediante la eliminación del combustible diésel en el transporte. Para los fines de este informe, se utilizó el rango inferior del valor más conservador de los diferentes estudios como costos evitados de la eliminación de las MP emitido por el transporte, para un costo sanitario anual evitado de USD 30,000 (2018) (la cuantificación de Cifuentes, L.A. et al., 2005 para toda la región). Los resultados se incluyen en la Tabla 1. El Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente y el Clean Air Institute están desarrollando un nuevo estudio que evalúa el impacto de la movilidad eléctrica en la calidad del aire en 5 ciudades de América Latina. Los resultados muestran que el cambio de toda la flota de vehículos a vehículos eléctricos en las ciudades seleccionadas -Buenos Aires, Santiago, San José, Ciudad de México y Cali- evitaría la muerte prematura de 435,378 personas¹⁴⁶ como resultado de la reducción de contaminantes en el aire para el 2050.

Costo evitado por reducciones en la exposición al ozono a nivel del suelo

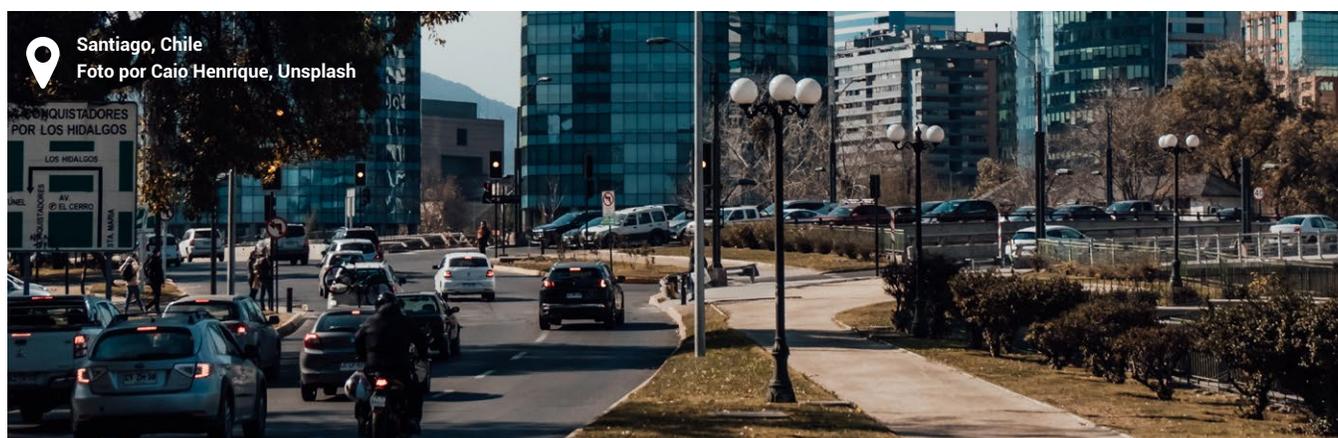
Del mismo modo, la electrificación masiva del transporte en áreas urbanas reduciría las concentraciones y la exposición al ozono a nivel del suelo, mediante la eliminación de óxidos de nitrógeno y compuestos orgánicos volátiles (COV) de los tubos

de escape. Hay falta de información en la región para proporcionar un costo estimado para evitar la enfermedad debido a una reducción de los COVs.

6.4 Impacto en operaciones de refinación

El sector del transporte impulsa la demanda de combustibles fósiles líquidos y gas natural comprimido en las economías regionales. La demanda total de gasolina y diésel ha crecido rápidamente para cumplir con los requisitos de una flota de transporte en crecimiento. En 2018, la demanda de combustibles para el transporte se estimó en 2,700 y 2,600 millones de barriles por día (bbpd), respectivamente. Esto se logró mediante una producción global de gasolina y diésel de las refinerías nacionales de 2.3 y 1.9 bbpd (Stratas Advisors, 2018), equivalente al 29% y el 32% en peso del petróleo refinado, con el saldo aportado por las importaciones.¹⁴⁷

Por lo general, las refinerías nacionales tratarán de maximizar la producción de los destilados ligeros o medios más valiosos (gasolina, diésel y combustible de aviación), mientras que los productos más pesados actúan esencialmente como subproductos. Para maximizar su producción, las refinerías utilizan operaciones de fracking para descomponer los productos más pesados en destilados más ligeros, pero esto provoca un aumento de los costos de las refinerías y un incremento de la huella de carbono de las operaciones de estas. En un escenario BAU



146. Estimaciones realizadas por el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente a través de la Metodología para la evaluación de los beneficios integrados de las políticas de movilidad eléctrica, realizadas por Clean Air Institute (2019). Las estimaciones suponen una electrificación gradual del transporte en las ciudades estudiadas, alcanzando un 50% de electrificación para 2030 y un 100% para 2050

147. La capacidad de refinación total en la región de 7.9 bbpd (Strata Advisors, 2018)

(véase la sección 2), la demanda de gasolina, diésel y otros destilados ligeros seguirá creciendo y requerirá operaciones de craqueo costosas y/o importaciones. Sin embargo, en un escenario en el que se considera la electrificación completa del transporte, se eliminaría el consumo interno de gasolina y diésel (destilados medios) y de gas natural para el transporte.

La eliminación de la demanda de gasolina y diésel reducirá la necesidad de la mayoría de las operaciones de refinería. Inicialmente, la entrada de flotas eléctricas, de la magnitud prevista en el escenario de intervención (todos los BRT y el 10% del parque automotor para 2025), reduciría la necesidad de importaciones de gasolina y diésel (estimadas en 0.5 bbpd y 1.0 bbpd, respectivamente, para 2030); pero también podría dar lugar a una reducción de los costos de refinado de la gasolina y el diésel. La electrificación total de las flotas eliminaría la necesidad de refinar los destilados medios. Mientras se produce la transición, las economías en los costos de refinado de la gasolina y el gasóleo constituyen un beneficio económico de la electrificación del transporte.

A los efectos del presente informe, el ahorro en los costos de refinación se ha estimado utilizando los costos diferenciales de refinación por galón de destilados medios entre la destilación atmosférica y el fracking catalítico de fluidos (FCC, como ejemplo de un proceso secundario para aumentar la

producción de destilados medios) en una refinería típica. El costo de capital de una planta de destilación atmosférica puede ser el 10% del costo de una planta de craqueo catalítico, pero puede resultar en sólo el 27% del costo de producción por unidad de producto refinado cuando se compara con craqueo catalítico (M. J. Kaiser, 2017). Los costos de refinación se estiman en el orden del 10-15% de la producción total de combustible. Por lo tanto, al evitar procesos de refinación más complejos y que requieren mucha energía, se estima que la electrificación de la flota también causaría una reducción en el costo de producción nacional por unidad de gasolina y diésel de alrededor del 3% del costo total de refinación. A largo plazo, y a medida que avance la electrificación de las flotas, también habrá repercusiones en otros productos refinados como el fuelóleo pesado para el transporte marítimo. Con el tiempo, el mercado de refinado podría verse gravemente afectado por la electrificación del transporte a gran escala. La vía de descarbonización del sector implicaría entonces inicialmente una reducción de la producción con la consiguiente disminución de los beneficios del sector de las refinerías, lo que llevaría en última instancia a la paralización de las refinerías. Algunos productos del proceso de refinado utilizados con fines industriales seguirían manteniendo una demanda que podría satisfacerse mediante importaciones. A continuación se examinan las consecuencias en términos de activos bloqueados.





6.5 Activos de capital bloqueados para la generación de electricidad y refinación

Recientemente se ha estimado que el valor de los activos bloqueados por la rápida descarbonización del sector eléctrico en la región oscila entre 20,000 y 70,000 millones USD, dependiendo del ritmo de desplazamiento de los combustibles fósiles en la región (Binsted M. et al., 2019) y del camino que implica el Acuerdo de París o la vía de los 1.5°C. Pero no se ha hecho ningún análisis de las consecuencias de una transición acoplada de los sectores de la electricidad y el transporte para la descarbonización total en 2050.

La transición completa del sector eléctrico desplazaría a todos los combustibles fósiles utilizados en la generación de electricidad (carbón, gas natural, fuel y lignito). La electrificación masiva del sector del transporte desplazaría a todos los combustibles líquidos y al gas natural comprimido utilizados en el sector. Junto con el desplazamiento de estos combustibles, habría un impacto en el uso y el valor de la infraestructura asociada de producción, refinación, transporte y distribución. En esta sección se intenta valorar las consecuencias económicas de la transición causada por estos desplazamientos en la región. Para ello se evalúa la pérdida de producción futura, en valor presente neto, por la venta de combustibles fósiles. También se estima el valor perdido en bienes de

capital que se han vuelto obsoletos. Los exportadores netos de petróleo, gas y carbón también incurrirían en una pérdida de valor de las reservas. Esta pérdida no se incluye en el análisis, ya que también estaría vinculada a los procesos de descarbonización de otras regiones y, por lo tanto, queda fuera del alcance del presente estudio. Si la descarbonización sigue un camino similar en otras regiones, las reservas de combustibles fósiles perderán un valor significativo. La disminución anual del valor de las reservas de combustibles fósiles (si los precios caen un 1% anual) se ha estimado (Manley D. y otros 2017) en 1,000 millones USD sólo para Venezuela.

Valor de la capacidad de generación desplazada

También se estimaron las repercusiones de la curva de transición proyectada en el retiro anticipado de la capacidad de generación con combustibles fósiles y la capacidad de refinado de los combustibles para el transporte. La retirada de la capacidad del mercado se basa asimismo en la trayectoria presentada en el informe anterior y considera la edad de las unidades térmicas individuales, suponiendo los calendarios de depreciación típicos de cada tipo de unidad.¹⁴⁸ La región tiene una capacidad instalada de 172 GW de centrales térmicas ubicadas en todo el continente. La ubicación, el combustible y el tamaño relativo de las centrales térmicas en funcionamiento y con más de 0.5 GW de capacidad nominal se pueden ver en la Figura 10.

148. Las listas se basan en una depreciación lineal de 60 años sin valor residual. El momento de la paralización se define en el escenario de intervención. Todas las plantas serán retiradas para el 2050.

Figura 10. Ubicación y tamaño relativo de las plantas de energía térmica con capacidad por encima de 0.5 GW, a octubre de 2019



Fuente: Global Energy Observatory, Google, KTH Royal Institute of Technology en Estocolmo, Enipedia, World Resources Institute. 2019. Global Power Plant Database v1.2.0. Publicado en Resource Watch (<http://resourcewatch.org/>) y Google Earth (<https://earthengine.google.com/>). Accedido a través de Resource Watch, (octubre de 2019). www.resourcewatch.org.

La estimación también considera el retiro natural previsto de las unidades existentes durante ese período y supone que éstas serán sustituidas por plantas de energía renovable. Las unidades de carbón y petróleo se retiran antes que las plantas de gas natural. El calendario de retiros de las centrales eléctricas se presenta en la Tabla 2 con el valor estimado al momento del retiro. El valor de los activos bloqueados se estima en USD 40,500 millones para los países enumerados en la Tabla 2. El valor de los activos bloqueados para la región es de USD 80,000 millones (depreciación de todos los activos de las centrales térmicas para 2050).

Valor de capacidad de refinación desplazada

A medida que el mercado de la gasolina y el diésel se reduce, se esperan dos efectos en la capacidad de refinación: a) las refinerías probablemente verán una reducción de costos, ya que las unidades de refinación más caras están en uso para maximizar el rango de producción de los destilados medios (gasolina y Diésel)¹⁴⁹ rango de producción; y b) a medida que el volumen de combustibles desplazados aumenta, la demanda del mercado se restringirá gradualmente a gases industriales y fracciones pesadas, lo que eventualmente conducirá a la rentabilidad nula y al cierre anticipado.

149. Las ventas de gasolina y diésel tienen mayores volúmenes en las operaciones típicas de refinería.

Tabla 2. Valor de la capacidad de generación retirada y calendario de retiro ¹⁵⁰

País	Número de centrales de petróleo y carbón	Capacidad Nominal (GW)	Inversión (US\$ mil millones)	Valor no depreciado para el 2030 (US\$ mil millones)	Número de centrales de gas	Capacidad nominal (GW)	Inversión (US\$ mil millones)	Valor no depreciado para el 2050 (US\$ mil millones)
Argentina	8	4.8	3.6	2.0	32	13.3	10.7	4.1
Brasil	36	7.7	2.4	1.8	28	10.4	8.4	3.6
Chile	24	6.7	5.3	3.1	6	2.9	2.3	1.0
Colombia	6	1.6	1.2	1.1	5	2.5	2.0	0.8
Costa Rica	2	0.4	0.4	0.3	0	0	0	0
Jamaica	2	0.5	0.4	0.2	1	0.1	0.1	0
México	26	5.4	15.2	13.2	61	25.7	20.5	8.6
Panamá	2	0.2	0.2	0.1	1	0.2	0.1	0
Perú	1	0.1	0.1	0.1	9	4.2	3.3	0.3
Uruguay	1	0.3	0.3	0.2	1	0.2	0.2	0
Total de países listados		27.7		22.1		59.5		18.4
Total Región (todos los combustibles)		172						80.0

Fuente: Estimaciones del autor. Los activos se depreciaron en un cronograma lineal simple con una vida útil proyectada de 60 años. El valor total no depreciado para toda la región se estimó en función de los valores estimados para los países enumerados.

Si la industria se somete a una transición simultánea de electrificación, la tasa de retiro también se aceleraría. Algunas refinerías de la región (por ejemplo, en Trinidad y Tobago y Venezuela) sirven a los mercados de los Estados Unidos y no se incluyeron en la lista de retiros. Por lo demás, a los efectos del análisis, se supone que las refinerías no sustituirán la pérdida del mercado interno por exportaciones. Las estimaciones correspondientes para las refinerías se presentan en la Tabla 3.

Otros activos desplazados

La descarbonización completa también haría obsoletas importantes instalaciones de almacenamiento, distribución y venta al por menor. A menos que se encuentren otros usos,¹⁵¹ los gasoductos y oleoductos quedarán fuera de servicio. No hay una estimación fácilmente disponible de toda la inversión en oleoductos o depósitos de almacenamiento. La cuestión de los impactos netos en los empleos se examinará en el Capítulo 8.

150. La lista de capacidad de energía de combustibles fósiles por tecnología y país se incluye en el anexo 6. El anexo también enumera la capacidad de refinación.
151. Se ha sugerido que los gasoductos podrían usarse en el transporte de hidrógeno. El uso de hidrógeno no se ha considerado bajo el escenario de intervención.

Tabla 3. Valor de capacidad de refinería retirada

País	Capacidad nominal (1000 BLD)	Inversión (US\$ mil millones)	Valor no depreciado para el 2050 (US\$ mil millones)
Argentina	580	2.3	0.8
Brasil	2285	9.1	3.0
Chile	258	1.0	0.3
Colombia	421	1.7	1.1
México	1546	6.2	13.2
Perú	253	1.0	0.1
Total Región	7690	30.8	10.2

Fuente: Estimaciones del autor. Los activos se depreciaron en un calendario lineal simple con una vida útil estimada de 60 años.

Impactos macroeconómicos

Además del impacto directo en la infraestructura y la producción, la descarbonización total de los sectores de la electricidad y el transporte en la región tendría un impacto directo en el valor de las reservas y la riqueza de las naciones que dependen de esas reservas para el desarrollo económico. El proceso de descarbonización reducirá la cantidad de emisiones fugitivas liberadas durante las operaciones de petróleo y gas, lo que repercutirá aún más en la huella de carbono de la región. El análisis actual no incluye estos aspectos, pero se ha demostrado que el bloqueo de las reservas de combustibles fósiles tiene repercusiones importantes en las naciones en desarrollo ricas en energía fósil (Mercure J.F. et al, 2018). Tanto si la descarbonización se produce a un ritmo acorde con la urgencia de la crisis climática, como si se produce con un calendario más lento, hay consenso en que la mayoría de las reservas de combustible existentes para el carbón, el petróleo y el gas tal vez nunca lleguen a desarrollarse. Por consiguiente, es importante que los países de la región con grandes reservas de combustibles fósiles empiecen a elaborar y aplicar políticas de desinversión (Manley D y otros 2017).

CAPÍTULO 7

RUTA HACIA UNA DESCARBONIZACIÓN ACOPLADA DE LA ELECTRICIDAD Y EL TRANSPORTE

En este capítulo se describe la vía de descarbonización propuesta para alcanzar carbono cero en los sectores del transporte y la electricidad para 2050. Describe la capacidad instalada por tecnología, las necesidades de inversión de capital, analiza la demanda de energía proyectada en el marco de una transición acoplada y resume los costos y beneficios del escenario de intervención.

 Antofagasta, Chile

Descarbonización del sector eléctrico

El escenario de intervención llevaría a cero emisiones del sector eléctrico para 2050 (como se describe en el documento del PNUMA “Carbono Cero en América Latina, 2015”), al tiempo que se satisfaría una demanda de 16.7 EJ, como se proyecta en el GCAM BAU. Toda la demanda futura se satisface mediante la expansión de la capacidad de energía renovable. La nueva capacidad se asigna proporcionalmente entre la energía eólica, la energía solar fotovoltaica, la energía termosolar, la energía hidroeléctrica y la geotérmica,¹⁵² haciendo concesiones a los países en los que no se dispone de potencial geotérmico. La energía nuclear y la biomasa se mantienen constantes en los valores actuales. El escenario prevé que a partir de 2020 no se pondrán en marcha nuevas centrales eléctricas basadas en combustibles fósiles. Este supuesto se basa en la creciente ventaja competitiva de la energía eólica y solar como fuentes de energía en la región, en un entorno de mercado abierto. La capacidad existente de carbón se dismantelará para 2030 y la de gas para 2050. No se considera ningún

Escenario de Intervención:

Demanda del sector eléctrico
16.7 EJ para el 2050

Generación de electricidad
provista por:

✈ Eólica

☀ Solar (FV, CSP)

🌿 Biomasa

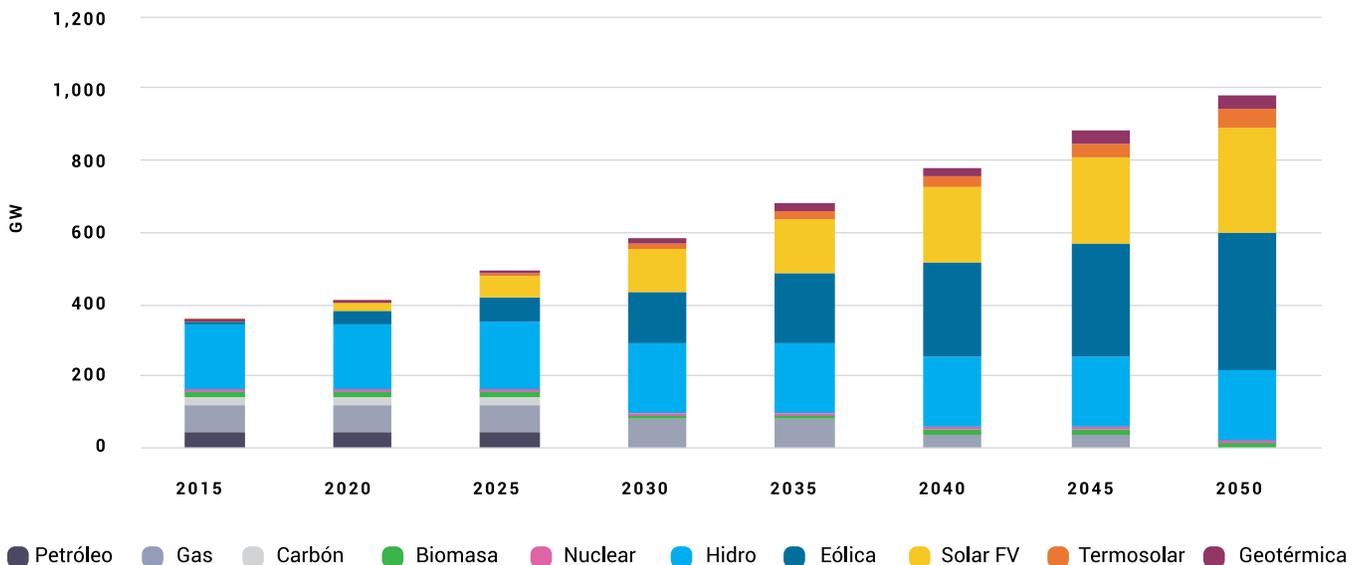
☢ Nuclear

⚡ Hidro

🏠 Geotérmica

Alcanzando 0 emisiones de GEI

Figura 1. Capacidad instalada acumulada, por fuente, bajo el escenario de intervención, 2015-2050 (adiciones netas)



Fuente: Estimaciones del autor

152. La proporción de nueva capacidad instalada considerada en el escenario de cero emisiones es 50% eólica, 38% solar fotovoltaica, 5% termosolar, 2% hidroeléctrica (considerando el impacto del cambio climático en la disponibilidad de esorrentía que resulta en una disminución de la capacidad de generación hidroeléctrica) y 5% geotérmica. La fracción FV incluye la gran escala y la distribuida. Ver Anexo 7 para detalles adicionales sobre el escenario de intervención.

aumento de la eficiencia adicional más allá de los considerados en el escenario de referencia. En el anexo 7 se incluye una descripción más detallada del escenario de intervención.

La composición de la capacidad futura, en el marco del escenario de intervención se representa en la figura 1. La fracción fotovoltaica solar incluye no sólo la gran escala sino también la capacidad distribuida. Actualmente, muchos países están desarrollando marcos legales y regulatorios que crean las condiciones propicias para el despliegue de la energía solar fotovoltaica distribuida (capítulos 4 y 9). En algunos países, la energía fotovoltaica distribuida ya es un mercado importante (México, Brasil, Chile y República Dominicana), en otros está creciendo rápidamente (Colombia, Argentina y Honduras). Si las tendencias actuales continúan, en el escenario de intervención, se estima que la energía solar fotovoltaica distribuida alcanzará un gran porcentaje de la capacidad solar fotovoltaica total instalada para 2050.

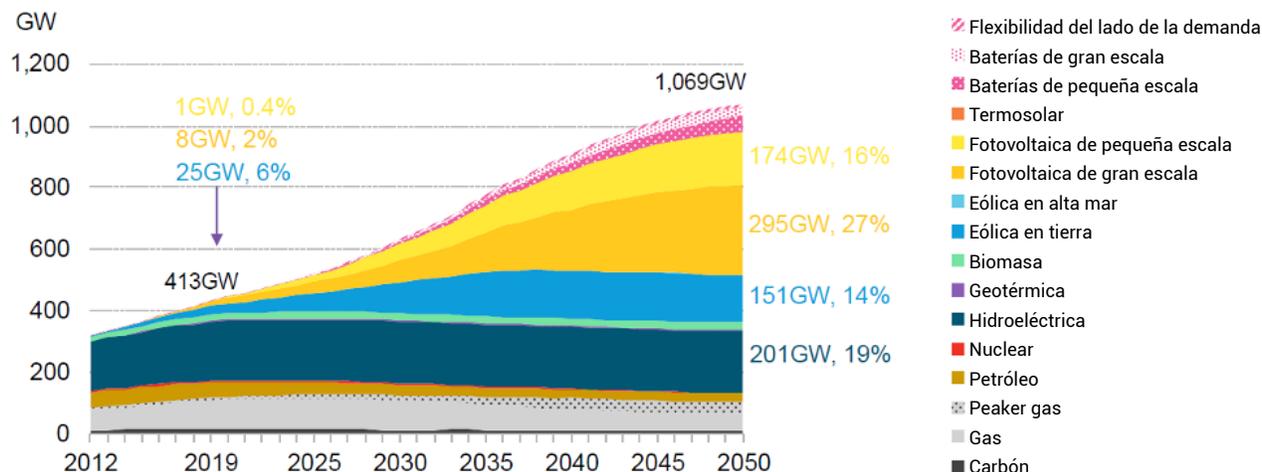
A efectos de comparación, también se ha realizado un escenario coherente con el Acuerdo de París (GCAM RCP 2.6 - objetivo de anomalía de 2°C a finales del siglo XXI) utilizando GCAM. Esta trayectoria hace hincapié en la captura y el almacenamiento de carbono, manteniendo al mismo tiempo una fuerte participación de los combustibles fósiles en la futura matriz eléctrica. Una proyección regional reciente (BNEF, 2019) que considera el actual impulso



del mercado de las energías renovables, sitúa la capacidad renovable en el 82% del total a mediados de siglo. Concretamente, la proyección prevé que la energía hidroeléctrica tenga una capacidad instalada de 201 GW, lo que refleja una adición neta de sólo 16 GW; importante participación de la energía eólica (14% del total); la energía fotovoltaica (43%), el almacenamiento de energía eléctrica y de baterías de pequeño tamaño, así como la flexibilidad del lado de la demanda (Figura 2). La proyección sigue permitiendo que el petróleo, el carbón y el gas permanezcan con una participación de unos 110 GW. Se trata de un escenario de mayoritariamente renovables pero no de cero carbono.

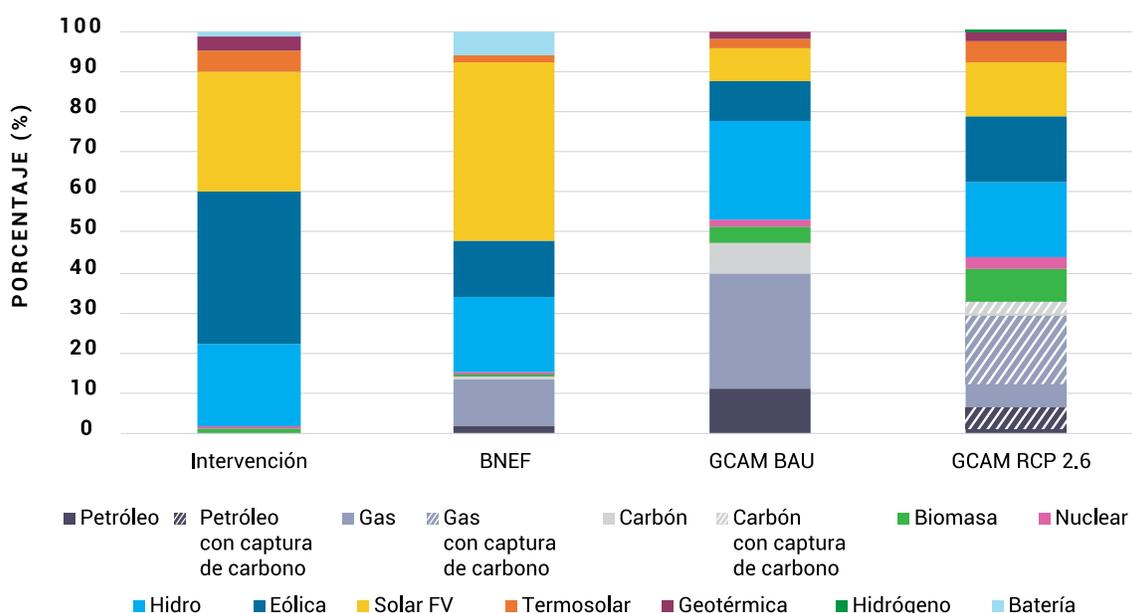
Para facilitar la comparación entre los escenarios, en la Figura 3 se comparan la composición proyectada de la matriz eléctrica para el BAU y el RPC de GCAM, así como las proyecciones del BNEF y la composición resultante del escenario de intervención.

Figura 2. Bloomberg’s New Energy Outlook: capacidad instalada total en la región a mediados de siglo



Fuente: BNEF, 2019

Figura 3. Capacidad instalada aproximada de la matriz eléctrica en GW en funcionamiento a mediados de siglo bajo diferentes escenarios



Fuente: Estimaciones del autor y basadas en los resultados de GCAM y BNEF, 2019. El escenario de BNEF incluye 11 GW de flexibilidad del lado de la demanda y la fracción de FV solar está compuesta por 63% de FV de gran escala y 27% de FV distribuida.



La conversión a un sistema totalmente renovable bajo los supuestos indicados en el escenario de intervención requiere inversiones acumuladas¹⁵³ de USD 800 mil millones 2018 y genera cero emisiones de CO₂ (Figura 4).

En el anexo 7 se incluyen también las inversiones estimadas en algunos países de la región. Esta inversión refleja las necesidades previstas para satisfacer la demanda de energía eléctrica proyectada en el escenario de referencia para mediados de siglo (16.7 EJ).

La inversión asociada al escenario de referencia se estima en USD 1,083 billones (2018) (943,000 millones de dólares (2010); véase la Figura 7, capítulo 2). Por otro lado, las inversiones de capital vinculadas al escenario con el cumplimiento del Acuerdo de París (RCP 2.6), que incluye en su lugar una fuerte dependencia de la captura y el almacenamiento de carbono, serían de unos USD 2.2 billones (2018) (USD

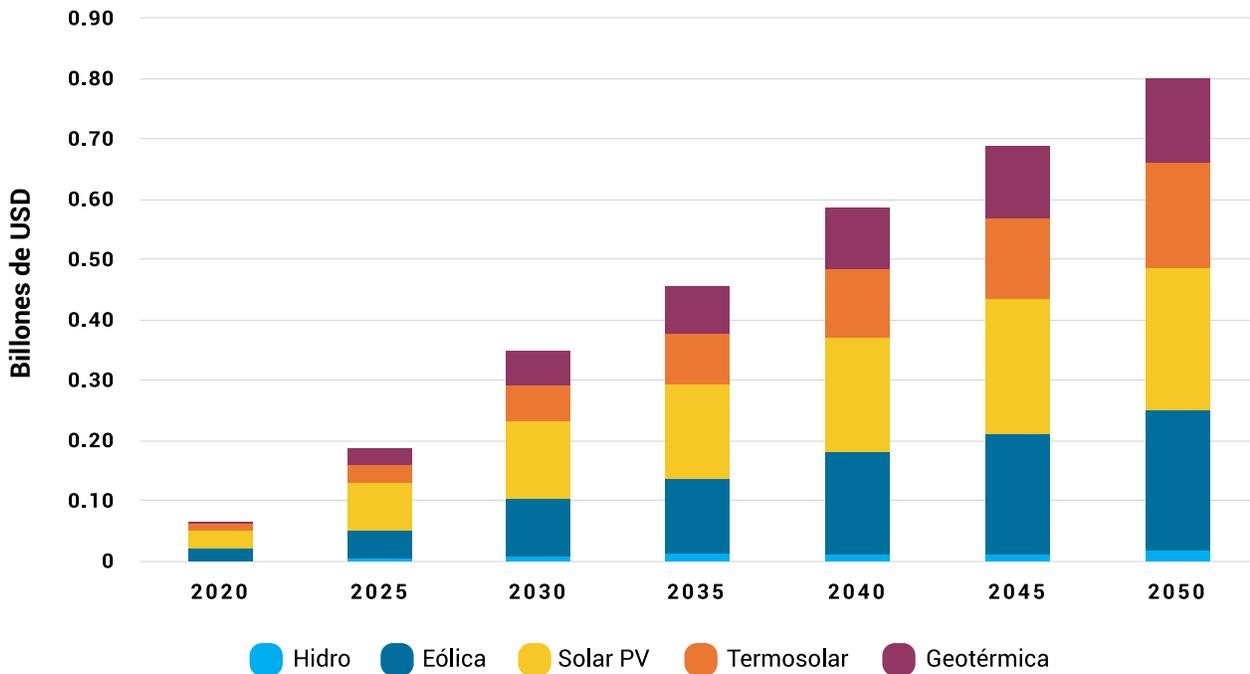
2.1 billones (2010)), principalmente debido al uso de la costosa tecnología de captura y almacenamiento de carbono para lograr cero emisiones a mediados de siglo (Figura 5). Evidentemente, un camino que aproveche la competitividad de las energías renovables en la región es menos intensivo en capital.

Además, los menores costos de capital y operativos asociados a la matriz de capacidad en el escenario de intervención deberían resultar en menores costos de generación de electricidad proyectados. Se estima que el LCOE compuesto proyectado, en el escenario de intervención, es de 0.048 USD/kWh para 2050 (Figura 6).¹⁵⁴

153. Los montos de inversión solo reflejan inversiones en capacidad instalada de generación de electricidad.

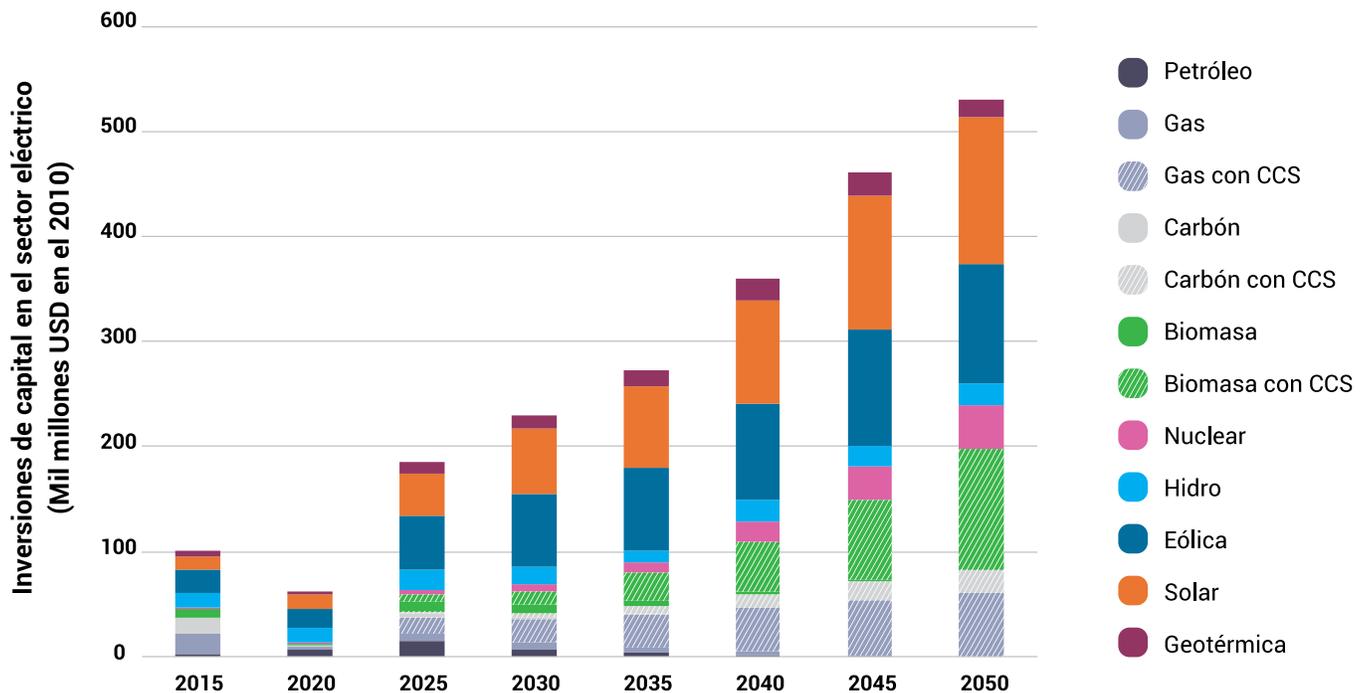
154. El LCOE proyectado se estimó sobre la base de los LCOE para cada tecnología y la proporción correspondiente de generación bajo los escenarios de intervención y BAU.

Figura 4. Inversiones anuales acumuladas de capital requeridas en el sector eléctrico, 2020-2050, bajo el escenario de intervención



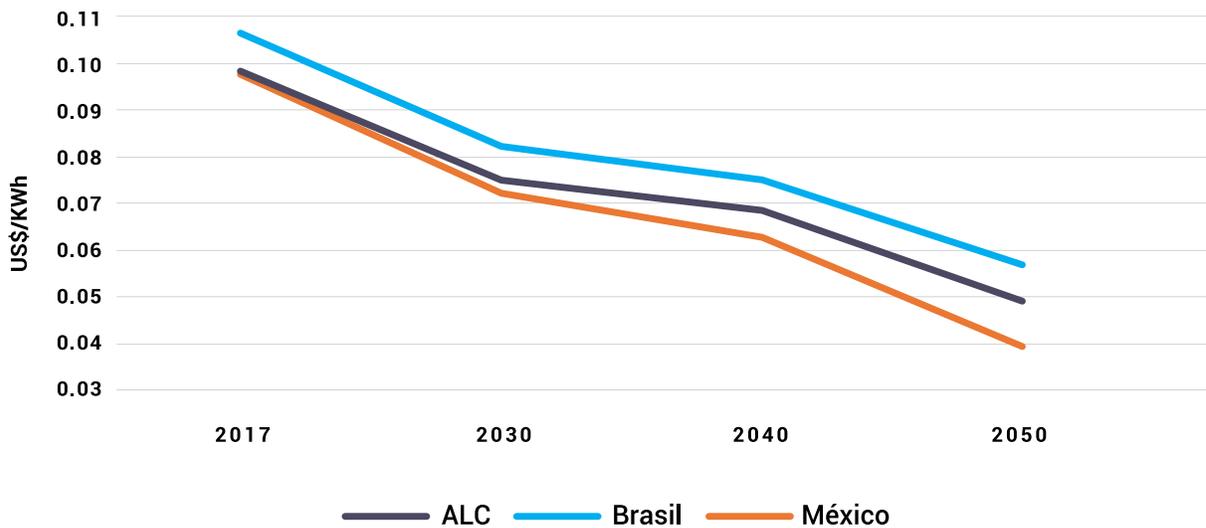
Fuente: Estimaciones del autor

Figura 5. Inversiones de capital requeridas en el sector eléctrico, 2020-2050, bajo el escenario de cumplimiento del Acuerdo de París (RCP 2.6)



Fuente: Como proyectado bajo el escenario GCAM RCP 2.6, agosto 2019.

Figura 6. LCOEs compuestos proyectados a partir de la composición tecnológica de la matriz eléctrica bajo el escenario de intervención (US\$/kWh), 2017-2050

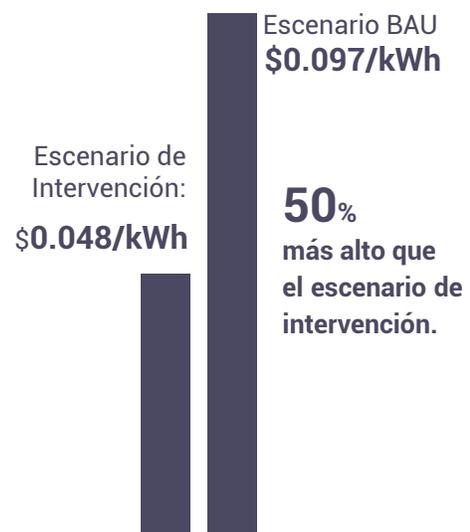


Fuente: Estimaciones del autor, basadas en los resultados de GACMO

El coste estimado de la generación en el escenario BAU es de 0.097\$/kWh, un 50% más alto que el escenario de intervención. Por lo tanto, el ahorro global en costos de electricidad se estima en USD 222,700 millones en 2050¹⁵⁵ (que no incluye la demanda futura causada por un sector del transporte electrificado). El cambio a una matriz de energía renovable supondría un ahorro para la economía regional. Las reducciones de los costos de generación podrían ser acumuladas directamente por todos los consumidores de electricidad, haciendo que la manufactura sea más competitiva y proporcionando ahorros a los hogares.

La vía de las emisiones cero implica evitar la inversión futura en fuentes fósiles y que las centrales eléctricas de combustibles fósiles instaladas se desmantelen antes de que se cumpla su calendario de depreciación total. Se estima que el valor de los activos bloqueados en el sector eléctrico ascienda a USD 80,000 millones (2018) a mediados de siglo. El costo para la economía de los activos bloqueados en el sector eléctrico se compensa fácilmente con el ahorro de capital global.

LCOEs compuestos proyectados



Ahorros en costos de electricidad:
USD 222,700 millones en el 2050

155. Basado en la demanda de 16.7 EJ

Aunque el escenario de intervención puede parecer difícil de alcanzar, las perspectivas de transición para mediados de siglo hacia un sector totalmente descarbonizado se ven favorecidas por varios factores positivos, que refuerzan las energías renovables, principalmente la eólica y la solar, como las “tecnologías elegidas” para la región. Entre ellos cabe mencionar:

a) La capacidad hidroeléctrica actualmente instalada, que puede proporcionar una capacidad de carga base en muchos de los países, lo que permite un mayor nivel de participación de las fuentes intermitentes en la matriz eléctrica; y, una capacidad de almacenamiento regional, aunque actualmente desconectada, que roza los 0.22 TWh. Sin embargo, la capacidad garantizada de la energía hidroeléctrica se está viendo afectada por los cambios en las pautas de las precipitaciones,¹⁵⁶ en la que algunos dudan de la habilidad de continuar proporcionando la capacidad nominal instalada en el futuro (PNUMA, 2017).

b) Los activos de tamaño mundial de los recursos energéticos renovables, representados por las dotaciones energéticas en los campos eólicos, la irradiación solar, el potencial geotérmico y marino y la energía hidroeléctrica, analizados en el Capítulo 3.

c) La rápida disminución de los costos de instalación y generación de la mayoría de las tecnologías intermitentes, nuevas tecnologías de carga base y de almacenamiento de electricidad, también analizadas en el Capítulo 3.

d) El potencial de electrificación en otros sectores de la economía, que resultaría de las tendencias en los costos de generación a partir de recursos renovables y de la mejora en la seguridad del suministro (Capítulos 3 y 6).

e) El potencial de generación distribuida en la región.

f) La mejora del apoyo a través de la reforma política y regulatoria en curso que favorece el ingreso y el acceso de las energías renovables al mercado eléctrico.

Electrificación del sector del transporte

En el escenario considerado para la descarbonización total del sector del transporte, todos los modos de transporte de carga y de pasajeros, excepto el aéreo,¹⁵⁷ cambian a modos eléctricos a mediados de siglo; y no habrá flota de combustión interna en funcionamiento para entonces.¹⁵⁸ Más específicamente, todos los sistemas de bus de tránsito rápido (BRT) existentes y nuevos en la región están electrificados para el 2025.¹⁵⁹ También supone que la flota de automóviles se vuelve 10% eléctrica para el 2025, 60% eléctrica para el 2040 y está completamente electrificada para el 2050. Se espera la misma tasa de conversión de camiones ligeros y todos los autobuses, mientras que toda la carga ferroviaria y el transporte de pasajeros están electrificados para el 2040. Además, todo el transporte marítimo y pesado de carga por carretera están totalmente electrificados para el 2050.

Escenario completamente descarbonizado

Todos los sistemas de bus de tránsito rápido (BRT) existentes y nuevos en la región estarán electrificados para 2025.



Las flotas de vehículo se vuelven eléctricas

- 10% para el 2025
- 60% para el 2040
- 100% para el 2050

Como la eficiencia energética de los modos eléctricos es tres veces mayor que para los motores de combustión interna, la demanda de energía del sector del transporte en el escenario de intervención es mucho menor en comparación con el escenario BAU.

156. Una publicación del PNUMA (PNUMA, 2017) plantea interrogantes sobre la disponibilidad a largo plazo de la capacidad firme nominal actual en un clima de calentamiento que afecta a las pautas de las precipitaciones. Un ejemplo de cómo la sequía está afectando a las presas y a la generación de electricidad en el mayor sistema de presas de Brasil puede verse aquí: <https://economia.estadao.com.br/noticias/geral,sete-usinas-bebem-a-agua-do-reservatorio,70001973929>

157. El transporte aéreo no se consideró en el escenario de intervención (ver Capítulo 2).

158. El escenario de intervención supone que hay una transición más rápida a unidades eléctricas para automóviles y autobuses, una transición más lenta para camiones y rieles y una transición aún más lenta para embarcaciones. Los detalles del calendario de transición se incluyen en el Anexo 7.

159. Si bien este cambio no producirá reducciones sustanciales de los combustibles fósiles, podría ser un cambio emblemático con beneficios colaterales visibles en las zonas urbanas, así como estimar el desarrollo del mercado de los motores eléctricos para los vehículos de transporte público.



La eficiencia energética de modos eléctricos es tres veces más alta que para los MCI.



Se calcula que la transición del sector del transporte a modos eléctricos representará ahorros de 12 EJ a mediados de siglo.¹⁶⁰

La transición al transporte eléctrico tiene el efecto neto de reducir la demanda total de energía en la región al tiempo que aumenta los requisitos de electricidad futuros. Los requisitos de energía combinados se muestran en la Figura 7.

Por otro lado, la electrificación aumentaría la capacidad instalada y los requisitos de inversión del sector eléctrico. La demanda adicional en el sector eléctrico de un transporte totalmente electrificado se ha estimado en 5.5 EJ para el 2050, lo que representa un 33% de la demanda total de energía (16.7 EJ) para el 2050. La capacidad adicional requerida se estima en aproximadamente 327 GW,¹⁶¹ mayormente requerido para el 2040 y posteriormente. Puede esperarse que

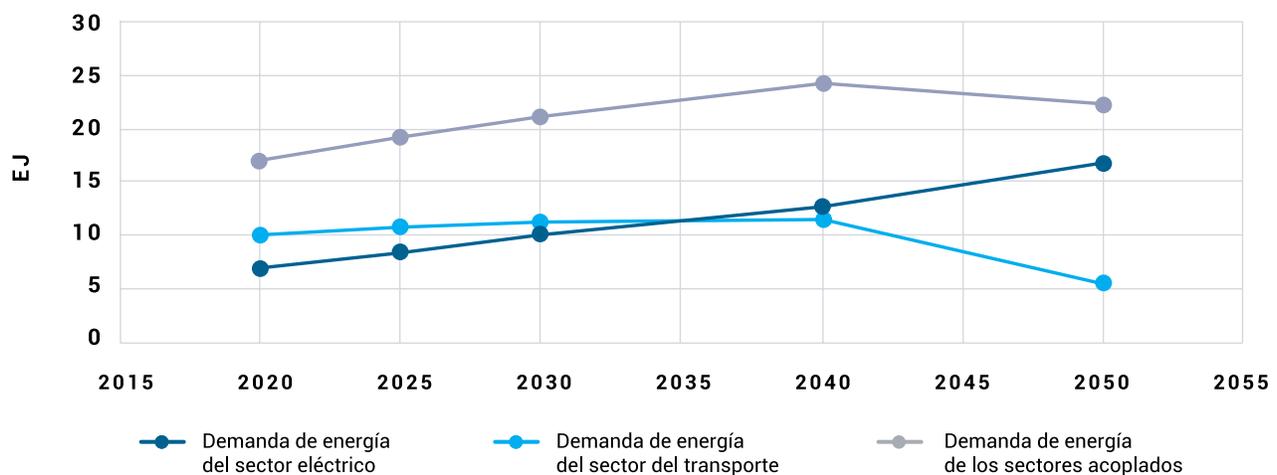
una fracción de esta demanda (alrededor de 40,000 GWh/año o un equivalente estimado de 10 GW) se satisfaga a través de la flexibilidad del lado de la demanda (llenado del valle). El cálculo se incluye en el Anexo 11. Si la electrificación del transporte se combina con la descarbonización total del sector eléctrico, la inversión asociada al resto de la demanda de electricidad adicional se estima en USD 214 mil millones para el 2050. De lo contrario, si la electrificación del transporte se produce bajo un sector eléctrico del escenario BAU, la inversión asociada al resto de la demanda de electricidad adicional se estima en USD 317 mil millones. El costo de la capacidad adicional para satisfacer esta demanda de electricidad es más bajo en la transición acoplada porque los costos de capital asociados con la generación de electricidad en el escenario de intervención son más bajos (ver Capítulo 3).



La diferencia en costes de electrificación de transporte bajo un escenario BAU y un escenario de intervención es de USD 103 mil millones.

Este es un beneficio adicional de acoplar el proceso de transición. Los detalles de la estimación se incluyen en el Anexo 8.¹⁶²

Figura 7. Demanda proyectada de energía (EJ) bajo una descarbonización acoplada de los sectores eléctrico y del transporte, 2020-2050



Fuente: Estimaciones del autor

160. El ahorro de energía en 2050 representaría un costo evitado para el sector del transporte de USD 160.000 millones al costo proyectado de la electricidad. Estos ahorros se incluyen en la reducción de los costos totales del transporte.

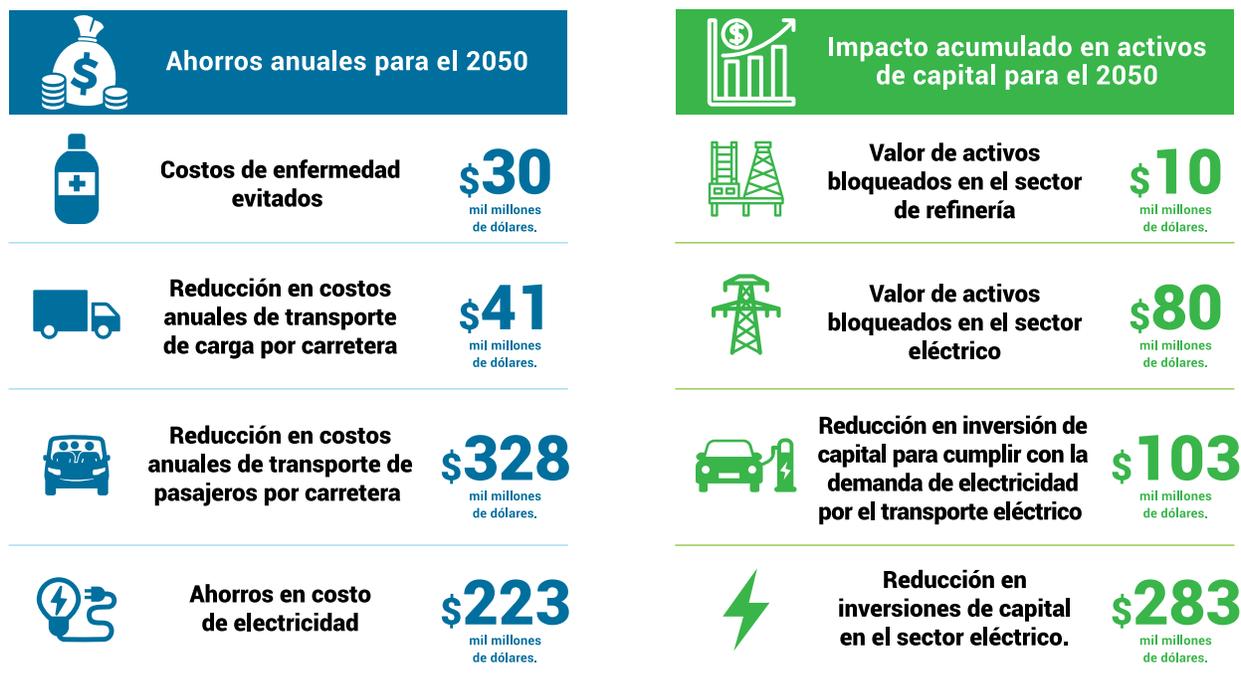
161. Esto es proporcional a los 993 GW que cubrirán al 16.7 EJ de la demanda de electricidad para 2050.

162. El análisis solo muestra la ventaja en costos de capital, de acoplar la electrificación del sector del transporte a la descarbonización del sector eléctrico. No se ha intentado una contabilidad completa de los ahorros en costos de capital del escenario de intervención en comparación con el escenario BAU para electricidad y transporte.

Además, a medida que se transforma, el sector del transporte pasa a ser capaz de almacenar y administrar mayores cantidades de energía. Es difícil proyectar el papel que puede desempeñar el almacenamiento de electricidad en el transporte en función de las características de la oferta y la demanda de la región. Por ejemplo, se estima que la flota combinada de camiones eléctricos representaría una capacidad de almacenamiento de electricidad del orden de 8 GWh a mediados de siglo.¹⁶³ Si se gestiona adecuadamente, la demanda del transporte eléctrico también mejoraría el funcionamiento de la capacidad de generación de carga base mediante su aplanamiento de la demanda.

Un sector de transporte totalmente eléctrico para mediados de siglo también daría lugar al desplazamiento de todo el gasóleo y la gasolina utilizados para los combustibles de transporte y, por lo tanto, a la retirada anticipada de la capacidad de las refinerías de destilados medios de la región. Se ha calculado que los activos retirados tienen un valor residual de 10,200 millones de dólares. Como resultado de los menores costos futuros de la electricidad y de los menores costos de los equipos, se prevé que los LCOE para el transporte eléctrico serán menores que los vehículos con motores de combustión interna.

Figura 8. Costos combinados, beneficios y costos evitados para mediados de siglo bajo una trayectoria acoplada de la electricidad y el transporte de cero emisiones (en USD miles de millones, 2018)



Fuente: Estimaciones del autor. * No incluye la reducción de los costos de electricidad para el sector del transporte que se capturan en la reducción de los costos del transporte por carretera. ** Se calcula como la diferencia en los costos de capital para proporcionar la energía requerida bajo el sistema de electricidad GCAM-BAU y el Escenario de intervención.

163. Basado en una flota de 20,000 camiones, cada uno equipado con un almacenamiento de batería de 400 kWh, para una autonomía de 200 millas. Eficiencia energética calculada por CARB, 2018 para camiones eléctricos (<https://ww3.arb.ca.gov/msprog/actruck/docs/180124hdbefficiency.pdf>)



Se prevé que la mayor parte del servicio se prestará mediante el transporte por carretera. Para el transporte de pasajeros por carretera, se prevén grandes reducciones de los LCOT para los vehículos ligeros eléctricos, mientras que los autobuses eléctricos tendrán como máximo los mismos costes que las opciones diésel. El escenario de intervención supone que el parque automovilístico no aumentará más del 30% su tamaño actual para 2050, mientras que el parque de autobuses duplicará con creces su tamaño para compensar la reducción del transporte de vehículos ligeros medido en kilómetros pasajero. Bajo estas premisas, se estima que el ahorro global en los costos de transporte de pasajeros para la economía sería del orden de USD 328,000 millones en transporte de pasajeros. No se han hecho estimaciones para el transporte de pasajeros en otros modos (ferrocarril, buques).

En cuanto al transporte de carga, los LCOT calculados para los camiones ligeros eléctricos (90% de la flota de carga por carretera) también son inferiores, mientras que los vehículos pesados siguen siendo más caros a mediados de siglo. La composición de la flota (90% de camiones ligeros; 10% de camiones pesados) se mantiene constante. En estas condiciones, se estima que el ahorro global en costos de capital para la economía sería del orden de USD 41,000 millones en el transporte de carga por carretera. No se han hecho estimaciones para el transporte de carga en otros modos (ferrocarril, buques).

La transición acoplada incluye una estimación de USD 30,000 millones en costos de salud evitados. La mejora de la seguridad del suministro y la eficiencia no se monetizaron. En la figura 8 se presenta un resumen de los costos y beneficios de la trayectoria de transición acoplada. Las economías anuales vinculadas a la transición acoplada para 2050 se valoran en USD 621,000 millones. Las economías acumuladas en los costos de capital para 2050 se valoran en USD 386,000 millones con respecto al escenario de la transición acoplada. Las pérdidas acumuladas para 2050 en capital de la generación de fósiles y la capacidad de las refinerías retiradas se estiman en unos USD 90,000 millones para 2050.

CAPÍTULO 8

EMPLEO, EDUCACIÓN Y CREACIÓN DE EMPRESAS



El potencial de creación de empleo, educación y empresas resultante de la transición está en función del nivel de actividades de valor añadido que se emprenderían localmente. En esta sección se examina el potencial de nuevos empleos, educación y empresas para las siguientes industrias: solar, eólica, baterías eléctricas para vehículos y para instalaciones fijas, fabricación de autobuses eléctricos, operaciones de redes inteligentes e I+D asociada, como representativas del tipo de oportunidades a medida que tiene lugar la transición en materia de energía y transporte. Además, en este capítulo se describen ejemplos de modelos empresariales actuales que abordan elementos clave de la transición en la región.

En todas estas áreas se desarrollarán nuevos puestos de trabajo, oportunidades educativas y modelos de negocio para el diseño, implementación y gestión de instalaciones, la fabricación, suministro y ensamblaje de componentes y la prestación de servicios auxiliares como las tecnologías de la información que desempeñarán un papel importante en el nexo entre la energía y el transporte. Esta transición puede ser una oportunidad para reavivar la actividad manufacturera, de ingeniería y financiera en la región. Sin embargo, es fundamental hacer un llamamiento a los esfuerzos en materia de educación y capacitación para generar empleo local para las nuevas tecnologías en la región. Las instituciones educativas públicas y privadas tendrán que elaborar cursos específicos, en una amplia gama de disciplinas, entre ellas la ingeniería, el análisis de la energía, la economía y la planificación de las nuevas industrias.

8.1 Creación de empleos

La escala y el alcance de la creación neta de empleo durante la transición dependerán de la velocidad y el alcance de los cambios del mercado en ambos sectores. Un análisis reciente¹⁶⁴ por el Secretariado de la UNFCCC determinó que la creación de empleo y la formación de empresas dependerán de la velocidad y profundidad de la transformación de la economía. Encontró que el escenario de 1.5 °C aumentaría la capacidad de energía renovable más rápidamente, por lo que el empleo aumentará más rápidamente. Recomienda que los tomadores de decisiones apoyen la transformación elaborando políticas de transición justa para los trabajadores, las empresas y sus comunidades. Estas políticas proporcionarían asistencia en materia de capacitación y educación, adquisición de nuevas aptitudes y servicios de reubicación para el empleo afectado por la transición. Un análisis sobre la generación de empleo asociada a la evolución de la economía hacia la descarbonización¹⁶⁵ ha estimado los coeficientes de generación de empleo para cada tecnología energética y los multiplicadores para reflejar las condiciones en los diferentes países y regiones. En la región, los sectores que generarán empleo



serán la energía eólica terrestre y marina, la energía solar, la geotérmica, la hidroeléctrica (operación y mantenimiento) y las pequeñas hidroeléctricas (construcción y O&M), el mantenimiento de la red y los servicios digitales, la construcción civil, el montaje y la fabricación de motores eléctricos, sistemas de almacenamiento y vehículos. Los sectores que se verán afectados negativamente serán la generación de electricidad a partir del carbón, el petróleo y el gas, la distribución de combustibles fósiles, las operaciones de las refinerías y la venta al por menor de combustibles para el transporte

Energía solar

La gran dotación, el carácter distribuido y el potencial económico para el uso de energía solar en la región son un buen augurio para el desarrollo de una industria dedicada a la fabricación, administración, desarrollo e implementación de energía solar. Los empleos relacionados con la energía solar y eólica ya son el segmento de más rápido crecimiento del mercado laboral de empleos verdes en los EE. UU. (Oficina de Estadísticas Laborales de EE. UU., 2019).¹⁶⁶ La demanda de proyectos fotovoltaicos a pequeña escala (instalaciones en tejados), así como las centrales a gran escala, están generando oportunidades para nuevas empresas y el reposicionamiento de otras. La mayor parte de la capacidad de fabricación actual se encuentra en China (IRENA Renewable Energy and Jobs, 2019). La información disponible hoy coloca la creación de empleo en energía solar¹⁶⁷ en Alemania y Estados Unidos entre 3,600 y 22,000 empleos

164. <https://unfccc.int/sites/default/files/resource/Just%20transition.pdf>

165. https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-030-05843-2_10

166. <https://www.bls.gov/careeroutlook/2018/data-on-display/green-growth.htm>

167. Globalmente, IRENA ha estimado 3.6 millones de empleos en la industria solar FV (IRENA, 2019)

creados por GW instalado en 2018;¹⁶⁸ hoy en día, hay aproximadamente 10,000 compañías de energía solar solo en los Estados Unidos. En México, se estima que la industria FV empleó a 23,000 personas en 2018 cuando se instalaron 400 MW adicionales en una industria ahora con una capacidad FV acumulada de 3 GW.¹⁶⁹

El desarrollo de estándares de competencia para la industria de energía solar FV distribuida en México fue uno de los motores de impulso que apoyó la construcción de un entorno comercial favorable que resultó en uno de los mercados más grandes de la región. El primer estándar de competencia (EC0586.01) en la industria FV distribuida entró en funcionamiento en 2017, centrándose en validar las habilidades de una persona que instala un sistema FV en los segmentos residencial, comercial e industrial.¹⁶⁸ Hasta la fecha, se introdujeron dos estándares adicionales en 2019, asesoramiento técnico-comercial sobre proyectos de generación distribuida FV¹⁷⁰ y supervisión de sistemas FV en residencia, comercio e industria.¹⁷¹ El primero establece las competencias requeridas en un asesor técnico-comercial y el segundo las necesarias para un supervisor de proceso desde el diseño hasta la instalación. Estos estándares contribuyen

a fortalecer la estandarización de estas tareas en la cadena de valor del mercado nacional de energía solar FV distribuida, a ofrecer mejores servicios para los clientes que garanticen un uso mayor y más eficiente de la tecnología y a crear nuevos empleos cualificados (9,258 empleos hasta 2018).

Bajo el escenario de intervención, se requerirían 30 GW de nuevas instalaciones solares por año en la región. Si bien muchas serían instalaciones grandes, de gran escala, muchas más implicarán la implementación de instalaciones distribuidas y domésticas. Para atender esta demanda, se requerirá una industria completamente nueva, incluidos los desarrolladores de proyectos, compañías de ingeniería, operaciones de instalación, mantenimiento y compañías de gestión digital. También abriría una nueva línea de actividad para el sector financiero. La alta intensidad de los hot spots de energía solar como Atacama, Chihuahua y otros también promovería el desarrollo de aplicaciones de alta gama en energía solar concentrada que deberían impulsar a la región a una posición superior en este sector de la industria. Los trabajos adicionales generados en la industria solar han estado en el rango de 800 a 1000 empleos por GW instalados.¹⁷²



La industria de energía solar FV distribuida de México ha creado 9,258 empleos cualificados al 2018

168. <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/solar-power-germany-output-business-perspectives>; <https://www.seia.org/solar-industry-research-data>
 169. <https://www.statista.com/statistics/987629/renewable-energy-jobs-industry-mexico/>; <https://cceea.mx/blog/energia-solar-fotovoltaica/la-energia-solar-en-mexico-triplico-su-capacidad-en-2018>
 170. https://www.conocer.gob.mx/contenido/publicaciones_dof/2017/EC0586.01.pdf
 171. https://www.conocer.gob.mx/contenido/publicaciones_dof/2019/EC1180.pdf
 172. https://www.conocer.gob.mx/contenido/publicaciones_dof/2019/EC1181.pdf
 173. Esto se basa en la generación de empleo en Alemania, con 36,000 empleos por 43 GW instalados: <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/solar-power-germany-output-business-perspectives>;



Foto por Science in HD, Unsplash

Energía eólica

Similar a la energía solar, la industria de la energía eólica se está desarrollando rápidamente en la región. Su despliegue también promoverá la creación de una industria dedicada, probablemente inclinada hacia instalaciones a mayor escala. Se crearán ocupaciones similares a las de la energía solar, pero también existirán en la operación y mantenimiento de turbinas. En los EE. UU., técnico de turbinas es una de las ocupaciones ecológicas de más rápido crecimiento en el mercado laboral (Oficina de Estadísticas Laborales de EE. UU., 2019). En los EE. UU. hay 1370 empleos por GW de energía eólica instalada.¹⁷⁴ En Dinamarca, se estima que hay 6,000 empleos por GW de energía eólica instalada. Además, la opción de la energía eólica marina tiene un gran potencial en la región y su despliegue requerirá una inversión sustancial en una industria local de suministros y una infraestructura cercana de apoyo. Esto significa invertir en instalaciones portuarias o de estaciones y crear empleos en las comunidades costeras cercanas para que haya trabajadores disponibles con las habilidades para construir y mantener los parques eólicos.¹⁷⁵ En el transcurso de dos años (2014-2016), el empleo en el sector de la energía eólica aumentó un 9% en América Latina y el Caribe y un 5% en Brasil en 2015.¹⁷⁶ La industria

eólica en Brasil ha estado creciendo rápidamente, con la perspectiva de que el viento sea la segunda mayor fuente de energía en 2019 después de la hidroeléctrica. Ya tiene 15 GW instalados.¹⁷⁷ La rápida incorporación está impulsando el mercado hacia la fabricación y montaje local de turbinas y componentes, así como los servicios auxiliares.

Baterías eléctricas

Se espera que el mercado de baterías eléctricas crezca exponencialmente en la región, tanto para vehículos como para instalaciones fijas. La región hoy es un importante proveedor de litio para baterías. Argentina, Bolivia y Chile poseen el 79% de los recursos mundiales de litio. Este segmento de la industria de las energías renovables podría integrarse verticalmente, y la región podría desarrollar una industria del litio, incluida la fabricación de cátodos e incluso baterías. Esta sería una empresa importante que atiende no solo a la creciente demanda local sino también a los requisitos globales. Invertir en la creación de valor agregado en la industria del litio cambiaría la dinámica en la región de ser solo una industria extractiva a una actividad industrial de valor agregado que incluye extracción de mineral, procesamiento y fabricación de baterías. Chile, Bolivia y Argentina tienen considerables reservas de litio y experiencia y capacidades apropiadas en el

174. <https://www.awea.org/wind-101/benefits-of-wind/powering-job-growth>

175. <https://spectra.mhi.com/why-offshore-wind-creates-so-many-jobs>

176. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Jun/IRENA_Leveraging_for_Onshore_Wind_2017.pdf

177. <https://www.evwind.es/2019/07/07/wind-power-in-brazil-reaches-15-1-gw/67910>

sector minero. Pero estos países tendrían que crear la infraestructura requerida, desarrollar la fuerza laboral, promover la innovación, el desarrollo de industrias de tecnología e implementar los instrumentos de política necesarios y las salvaguardas ambientales, en lo que respecta al suministro de agua y la minería sostenible.

Manufactura y ensamblaje de vehículo eléctrico

La región constituye un gran mercado para autobuses eléctricos. El desarrollo de sistemas BRT y las características y el tamaño de la flota requerida también hacen de la región un nicho de mercado atractivo para la fabricación de autobuses eléctricos. El montaje de autobuses articulados y estándar ya se realiza en la región, con una fabricación sustancial en México y Brasil. La inclusión del modo eléctrico y los componentes auxiliares sería un próximo paso natural para los fabricantes de autobuses en la región. En los EE. UU., se estima que se crea un empleo por autobús eléctrico fabricado.¹⁷⁸ Otros vehículos pesados comparten una plataforma similar. Un estudio reciente¹⁷⁹ en el mercado automotriz en Europa estima la creación neta de alrededor de 0.01 empleos permanentes por vehículo eléctrico en servicio. Esta estimación tiene en cuenta los efectos indirectos en el mercado laboral en los sectores industrial y de generación de electricidad. El aumento del empleo en el cambio a la electricidad en el transporte se ha estimado sobre la base de los informes citados, pero se considera que habrá un cambio mínimo en los empleos netos y la actividad económica en la fabricación, el montaje y la venta al por menor de vehículos ligeros.

Modernización de la red

Los sistemas distribuidos, así como la modernización de las redes nacionales, la digitalización y los enlaces internacionales con los sistemas HDVC son pasos necesarios para adaptar la red al sistema de sistemas en el que se convertirá el sector energético en el futuro. Las tendencias actuales muestran que numerosos campos del sector eléctrico se verán

afectados por la digitalización. Aspectos como el control de la carga y la congestión, la operación del mercado, los medidores inteligentes, el monitoreo de activos, la respuesta a la demanda, el pronóstico de las energías renovables y muchos otros podrían verse afectados por tecnologías revolucionarias como la inteligencia artificial, el Internet de las cosas (IoT), el blockchain o el big data.

La lista de servicios que pueden prestar las tecnologías de la información se ampliará y evolucionará en el futuro, y esas evoluciones traerán consigo cuestiones como la ciberseguridad y los problemas en la vida privada que habrá que abordar desde el punto de vista del mercado, la tecnología y las políticas. La modernización de la red de suministro presentará muchas oportunidades de creación de empleo y nuevos modelos de negocio que demostrarán cómo la transición del sector eléctrico debe ser una oportunidad y no una carga.

Un estudio realizado por KEMA para la GridWise Alliance reveló que en los Estados Unidos, una inversión de USD16,000 millones en la red inteligente podría crear hasta 280,000 nuevos puestos de trabajo. Una evaluación similar encontró que una inversión adicional de USD 50 mil millones en la red de suministro eléctrico inteligente durante cinco años (USD10 mil millones por año), podría crear aproximadamente 239,000 empleos nuevos o retenidos para cada uno de los 5 años en promedio, en los Estados Unidos.¹⁸⁰ Las inversiones en redes inteligentes en América del



178. <http://laborcenter.berkeley.edu/bringing-back-good-manufacturing-jobs-america-one-electric-bus-time/>

179. https://download.dalicloud.com/fis/download/66a8abe211271fa0ec3e2b07/c572c686-f52f-4c0d-88fc-51f9061126c5/Powering_a_new_value_chain_in_the_automotive_sector_-_the_job_potential_of_transport_electrification.pdf

Sur se han estimado en USD 20,100 millones hasta 2017.¹⁸¹ Fuentes de la industria también estiman una inversión de USD 6,400 millones en redes inteligentes en México durante la próxima década.¹⁸²

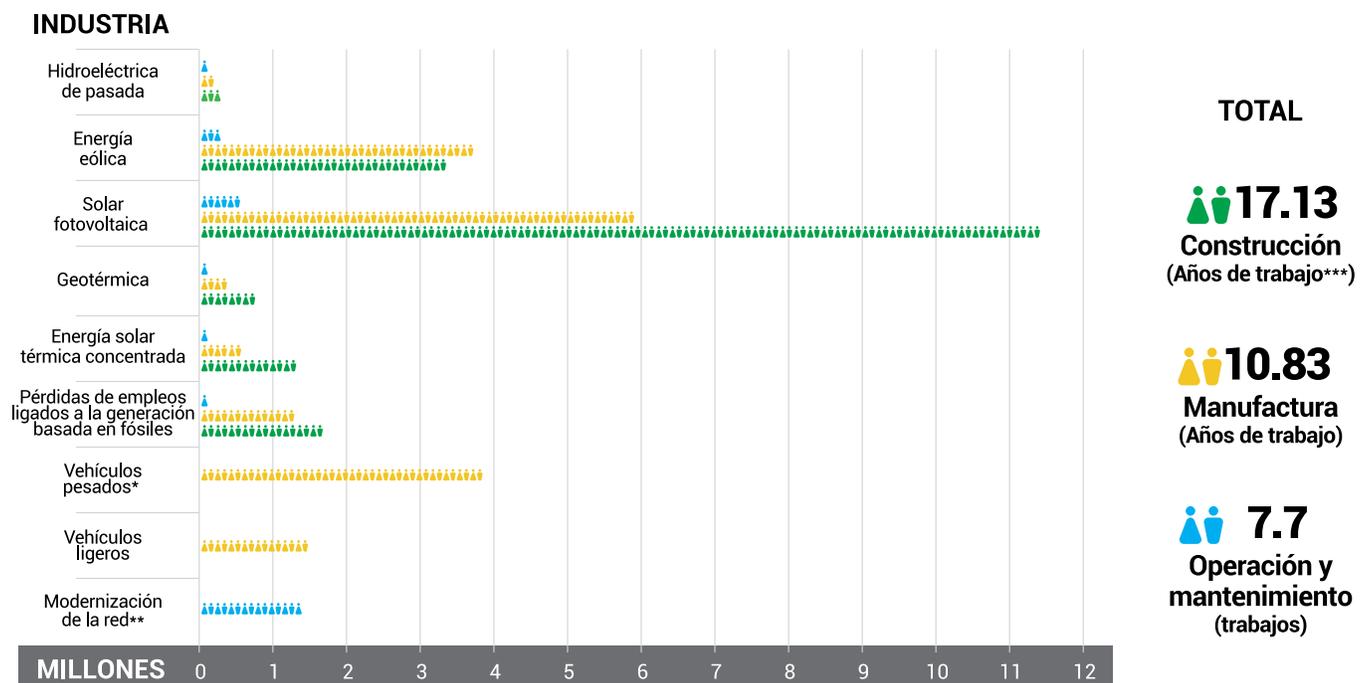
Pérdidas de empleo

A medida que avanzan las transiciones acopladas de la electricidad y el transporte, habrá pérdidas de empleos en la industria de los combustibles fósiles, así como en el montaje y mantenimiento de la flota retirada. También se anticipan impactos laborales en el transporte y distribución de combustible. No todas estas serán ocupadas por las nuevas industrias y, por lo tanto, es importante la creación de habilidades y programas de capacitación para trabajadores desplazados.

8.2 Empleos adicionales estimados generados regionalmente bajo el escenario de intervención

A los efectos del presente informe, los factores de generación neta de empleo comunicados por Dominich¹⁸³ para el sector de la energía eléctrica se han utilizado para las nuevas inversiones previstas en alternativas de energía renovable. También se han utilizado las pérdidas de empleo por el cierre de refinerías y centrales eléctricas fósiles. Las estimaciones de generación de empleo en el transporte eléctrico y en la modernización de la red eléctrica se han tomado de los datos de la industria mencionados anteriormente. La generación neta de empleo en la industria de los vehículos eléctricos ha utilizado las estimaciones del Centro Laboral de la

Figura 1. Estimación de empleos adicionales (millones) generados regionalmente bajo el escenario de intervención por tecnología energética para mediados de siglo¹⁸⁴



Fuente: Estimación del autor basada en factores y multiplicadores reportados por Dominish E., et. Alabama. 2018. * Estimaciones de empleo basadas en una flota constante de 150 millones de automóviles; 4 millones de autobuses y 34 millones de camiones para 2050. Vea los supuestos y detalles en los Anexos 5 y 12. ** Estimaciones de empleo basadas en una inversión de 26 mil millones de dólares entre ahora y 2030 y utilizando los factores para la creación de empleo de un estudio de energía inteligente¹⁸⁵*** Los años de trabajo son una medida utilizada para evaluar el tamaño de los trabajos temporales creados por actividades con un marco de tiempo limitado.

180. <https://www.smart-energy.com/regional-news/north-america/new-study-confirms-job-creation-potential-of-smart-grids-in-u-s/>

181. <https://www.smart-energy.com/industry-sectors/smart-grid/smart-metering-to-cover-50-of-south-americas-smart-grid-investments/>

182. <https://www.tdworld.com/metering/mexico-smart-grid-and-smart-cities-market-84-billion-over-next-decade>

183. Dominish, E., Teske S., Briggs, C., Mey, F., and Rutovitz, J. (2018). Just Transition: Un plan social global para la industria de los combustibles fósiles. Informe preparado por la ISF para la Fundación alemana Greenpeace, noviembre de 2018.

184. Estimaciones de puestos de trabajo sobre la base de factores informados por Dominish E., et. al 2018 https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-030-05843-2_10 y multiplicadores propuestos para reflejar las condiciones en América Latina. Los nuevos puestos de trabajo estimados en la electrificación del transporte están subestimados dado que no se consideran los trabajos auxiliares para este sector como los asociados a la infraestructura de recarga.

185. <https://www.smart-energy.com/regional-news/north-america/new-study-confirms-job-creation-potential-of-smart-grids-in-u-s/>

Universidad de California, Berkeley, y las estimaciones de la Asociación Europea de Contratistas Eléctricos (AIE, 2018). Los resultados se presentan en la Figura 1.

8.3 Creación de empresas

Se prevén nuevas vías de actividad económica como parte de la transición. Hay oportunidades para la actividad manufacturera y comercial y para la investigación y el desarrollo asociados a las turbinas eólicas, el ensamblaje y la fabricación de módulos fotovoltaicos y el diseño, la fabricación y el ensamblaje de vehículos eléctricos. Todas estas actividades generarían una demanda de diseño, fabricación y montaje de componentes en la región, lo que a su vez creará oportunidades para una actividad industrial adicional. Las áreas alrededor de los hot spots eólicos y solares son fuertes candidatos para proporcionar servicios locales de fabricación y mantenimiento. Tales son los ejemplos de Brasil y México en el mercado solar. Brasil tiene una política industrial para paneles que favorece la producción nacional. Los desarrolladores que utilizan paneles hechos en Brasil pueden acceder a diferentes fuentes de financiación. El mayor fabricante del país es Canadian Solar con una fábrica de ensamblaje de 360 MW. Fue la primera empresa en aprovechar el financiamiento del BNDES, el banco de desarrollo de Brasil. Del mismo modo, en México existe un apoyo político a los fabricantes locales a través de la Estrategia Nacional de Contenido desarrollada por la Secretaría de Economía.¹⁸⁶ Iniciativas como ésta permiten a empresas como Iusosol, un productor de módulos solares, construir parques solares con sus paneles hechos a medida, y vender la energía al gobierno a través de acuerdos de compra de energía (PPA). Además, el mercado solar cuenta con empresas como Sunwise, que está desarrollando el Software como Servicio (SaaS) proporcionando una plataforma para que los instaladores sistematicen los procesos y aumenten las ventas.

México es un gran ejemplo de caso en el que la coexistencia de normas de competencia, incentivos políticos y apoyo financiero crea un próspero entorno empresarial para el desarrollo del mercado solar. Este

tipo de entorno debería reproducirse en otros lugares para acelerar la transición a un sector eléctrico descarbonizado, permitiendo que prosperen los negocios innovadores, promoviendo las asociaciones entre diferentes sectores y fomentando la participación de los servicios digitales en el mercado.

En cuanto al transporte, el mercado de autobuses eléctricos de la región, aunque se encuentra en una etapa incipiente, podría experimentar una transición similar dada su magnitud. Un ejemplo es BYD que inauguró una línea de montaje de chasis en Campinas (Brasil) en 2016. Otros países de la región tienen planes de establecer una fábrica de ensamblaje de autobuses eléctricos. La promoción de un ambiente de negocios adecuado, como el del mercado solar en México, es crucial para acelerar el despliegue de los autobuses eléctricos en la región, al tiempo que se establecen nuevas oportunidades de trabajo para la transición.

La energía marina es de creciente interés en la región. Esta es una zona adecuada para la inversión en I+D. Ya existe un creciente interés en el futuro desarrollo y aplicación de la tecnología en Chile. El Centro de Investigación e Innovación en Energía Marina (MERIC) se estableció en Chile con el objetivo de hacer realidad el uso competitivo de la energía marina para la generación de electricidad. En respuesta a un estudio encargado por el Banco Interamericano de Desarrollo,¹⁸⁷ el gobierno chileno ha anunciado su compromiso de desarrollar aún más sus recursos de energía marina.



186. Unidad de contenido nacional y promoción de cadenas productivas e inversión en el sector energético

Del mismo modo, las aplicaciones termosolares y el ensamblaje de baterías presentan condiciones (acceso a recursos, demanda regional) que deberían atraer inversiones en I+D y desarrollo comercial. Un resumen de algunas de estas oportunidades se presenta en la Tabla 1.

8.4 Nuevos modelos de negocio para avanzar hacia una descarbonización acoplada de los sectores de la electricidad y el transporte para el 2050

El sector de la electricidad está experimentando una profunda transformación hacia la descarbonización, la descentralización y la digitalización. Esto implica un aumento de energía renovable en la matriz eléctrica, la instalación de recursos de energía distribuida (DER) más cerca de los centros de carga y la gestión de este sistema nuevo y conectado a través de potentes herramientas informáticas. La digitalización es el facilitador de una transición acoplada de los

sectores de la electricidad y el transporte hacia la descarbonización. La Figura 2 resume los elementos de esta transición.

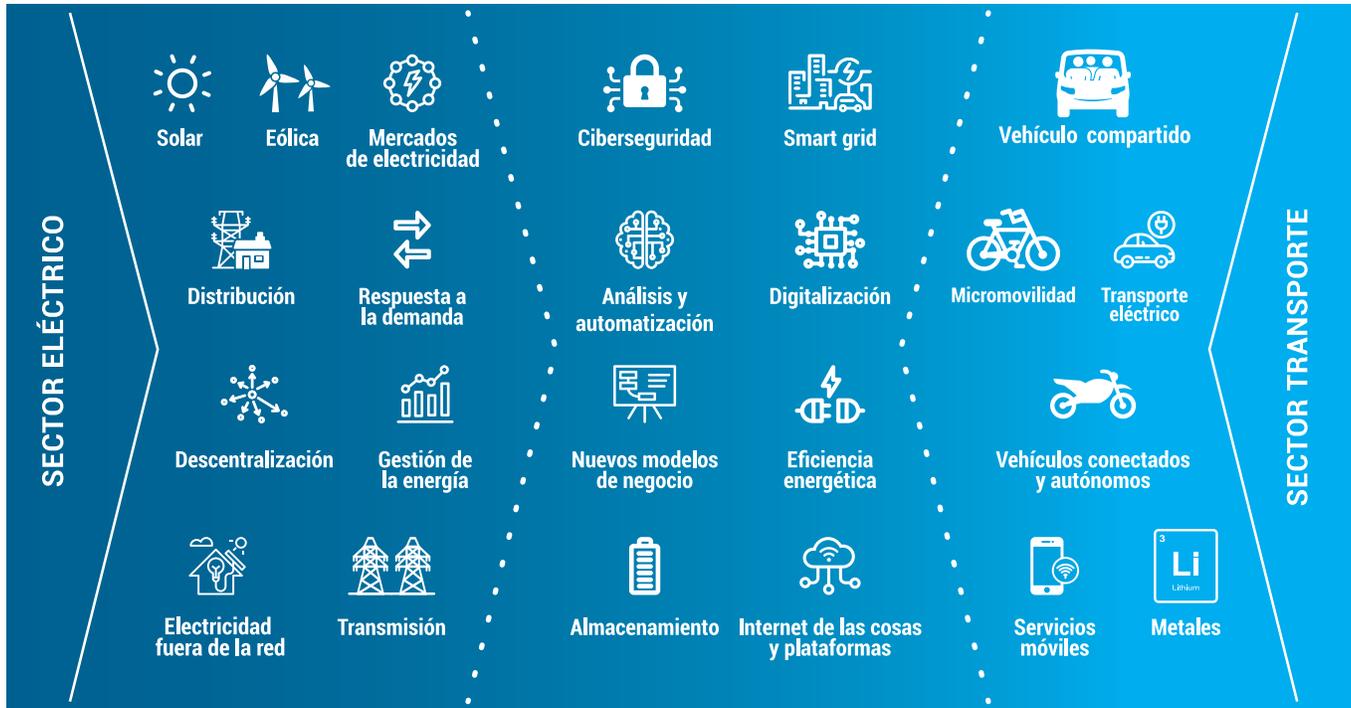
La región cuenta con una excelente dotación de recursos de energía renovable, pero para garantizar la rentabilidad, la fiabilidad y la seguridad del suministro de electricidad, los modelos comerciales existentes tendrán que adaptarse y se crearán otros de acuerdo con las nuevas características del mercado. Lo mismo es cierto para el sector del transporte dadas las altas tasas de urbanización y motorización que caracterizan a la región. Además, esta transición permitirá nuevas vías de ingresos y creación de empleo. Se desarrollarán innumerables modelos de negocio en la descarbonización combinada del sector del transporte y la electricidad. Algunos de estos modelos de negocio que abordan las principales áreas de cambio se enumeran a continuación y ejemplifican las tendencias en la transición de ambos sectores, lo que demuestra que la descarbonización acoplada ya ha comenzado en la región y se está acelerando, siguiendo los patrones globales.

Tabla 1. Oportunidades para actividad económica nueva / expandida

Oportunidad	Ubicación	Consideraciones
Integración vertical de plantas de energía eólica	Brasil, Argentina	Capacidad industrial doméstica significativa; gran potencial de generación
Desarrollo de energía marina	Chile	Acceso único a los recursos. Fuerte capacidad de I+D en la zona
Montaje de módulos fotovoltaicos	Brasil, México, Chile	Capacidad industrial doméstica significativa; gran potencial de generación
Valor agregado de minería Li y fabricación	Argentina, Chile, Bolivia	Acceso a materias primas
Montaje y fabricación de autobuses eléctricos	Brasil, México, Colombia	Capacidad industrial doméstica significativa; grandes mercados nacionales
Software BRT y herramientas de gestión	Brasil, Colombia, Chile	Experiencia de gestión con BRT

Fuente: Elaboración del autor.

187. <https://publications.iadb.org/publications/english/document/Marine-Energy-in-Chile.pdf>

Figura 2. Oportunidades de negocio en el sector de la descarbonización de la electricidad y el transporte

Fuente: Elaboración del autor

Empresas eléctricas

La descarbonización, la descentralización y la digitalización del sistema eléctrico ha impulsado a las compañías eléctricas a hacer frente a nuevos desafíos en su modelo comercial tradicional con la integración de la energía renovable variable (ERV), el aumento de los prosumidores y los recursos descentralizados, el incremento de la conectividad, los requisitos de gestión de la energía, y las nuevas necesidades de los clientes. La empresa eléctrica se ve ahora obligada a adaptarse a las nuevas condiciones y a dar lugar al desarrollo de servicios personalizados con enfoques sostenibles, lo que requerirá una gestión a través de diferentes segmentos de la cadena de valor. No existe un modelo único que sirva para todos. Cada empresa eléctrica tendrá que considerar las condiciones y necesidades del mercado en el que está inmersa y decidir cómo participar en él. Sin embargo, es seguro que las empresas eléctricas reducirán su dependencia de las inversiones de capital y se centrarán en proporcionar valor añadido a los clientes y a la red. Como parte de la transición están surgiendo nuevos modelos empresariales de servicios públicos que se han descrito en la bibliografía (Estrategy&, 2019). Las empresas de energía pueden centrarse en el desarrollo de la infraestructura, ya sean líneas de transmisión para conectar los generadores descentralizados con

el distribuidor local o la propiedad de los activos de generación y la venta de la energía en diferentes mercados (mayoristas o contratos) o incluso a nivel minorista. Algunas empresas eléctricas verán el valor de convertirse en proveedores de servicios energéticos o de vender productos detrás de los medidores con paquetes de servicios y precios. Otras podrían evolucionar hacia administradores de redes proporcionando datos y servicios para la integración de los recursos de energía distribuidos (DER). Las empresas de electricidad virtuales invierten en la GD y el almacenamiento, se asocian con empresas de IT y aumentan el compromiso del cliente con la conectividad y herramientas como los servicios de respuesta a la demanda.

Algunos ejemplos en la región son compañías como Enel y Engie en Chile y CFE (Comisión Federal de Electricidad) en México, que han diversificado sus servicios para invertir en infraestructura de carga de vehículos eléctricos. ENSA en Panamá está ofreciendo una multitud de servicios a sus clientes, como la instalación de paneles solares en residencias y edificios comerciales para los que se asociaron con Ercoenergía, una empresa colombiana con experiencia en la instalación de sistemas solares FV (ver Ejemplo Inspirador 1). Una asociación similar es la de Engie y Enlight en México para promover la

autogeneración a través de sistemas FV en tejados residenciales y comerciales. Las empresas eléctricas también apuntan a la infraestructura de medición avanzada para ofrecer soluciones de ahorro y eficiencia de costos a través de la modernización de activos, actualizaciones de servicio al cliente, lectura remota de medidores, capacidades de lectura por intervalos, administración de interrupciones y demanda agregada, entre otros. CFE en México ha estado implementando infraestructura de medidores inteligentes con el objetivo de llegar a 30.2 millones de clientes para 2025. CGE y Enel en Chile están siguiendo su ejemplo y esperan completar el reemplazo de todos los medidores para 2026. Neoenergía (Grupo

Iberdrola), a través de su proyecto Energía do Futuro, está desarrollando la red inteligente en tres ciudades del estado de São Paulo, Atibaia, Bom Jesus dos Perdões y Nazaré Paulista (200,000 habitantes). Este es un proyecto pionero que combina la instalación de 78,000 medidores inteligentes, el despliegue de inteligencia y automatización de la red, y una red de telecomunicaciones 4G para intercambiar información en tiempo real (ver el Ejemplo Inspirador 2) entre las empresas eléctricas. Las empresas eléctricas del Caribe también están cambiando sus modelos de negocio para aumentar la resiliencia del sistema eléctrico. Están avanzando hacia proyectos de energía solar fotovoltaica de propiedad de las

1

EJEMPLO INSPIRADOR

**Modelo de negocio de empresas eléctricas que se adapta a un futuro renovable,
El caso de ENSA**

ENSA es una empresa de distribución de energía en Panamá que ha previsto la necesidad de adaptar su modelo de negocio a la próxima transformación del sector. Para ello, en agosto de 2018, la empresa inició un proyecto piloto de 146 kWp mediante la **instalación de 396 paneles solares en sus oficinas de Arco Iris en la provincia de Colón de Panamá. El proyecto cubrió el 65% del consumo de esta sucursal, lo que se tradujo en un ahorro de más de 25,000 dólares y una reducción de 138 toneladas de CO₂ en el primer año de funcionamiento.**



ENSA forma parte del Grupo EPM, un grupo colombiano formado por empresas con sede en diferentes países de América Latina. Se han desarrollado proyectos similares en otras empresas que forman parte del Grupo EPM en Colombia, El Salvador y Guatemala, lo que constituye un esfuerzo subregional hacia la descarbonización. El proyecto desarrollado por la ENSA en Panamá permitió reunir información sobre los aspectos técnicos de la instalación, el ahorro de costos y la eficiencia. Como resultado de ello, la empresa ha creado ENSA Servicios para proporcionar diversas

soluciones energéticas a sus clientes, como la generación solar distribuida, los calentadores de agua solares, la infraestructura de carga para vehículos eléctricos y los servicios de eficiencia energética. En lo que respecta a la energía solar, la empresa vende actualmente los equipos y los servicios de instalación, operación y mantenimiento a sus clientes, a los que también proporciona financiación. Con el fin de ofrecer un servicio de primera clase, la ENSA ha oficializado una alianza con ERCO Energy, una empresa en la que participa el Fondo para la Iniciativa Empresarial y la Innovación de capital privado EPM, con experiencia en instalaciones fotovoltaicas, productos de alta calidad y servicios de funcionamiento de sistemas. En el marco de esta cooperación, ERCO Energy también está creando capacidades entre los trabajadores de ENSA Services. En el ámbito de la movilidad eléctrica, ENSA ha formado una asociación con un fabricante de vehículos eléctricos para instalar las estaciones de carga que vienen con la compra de un vehículo eléctrico de esta marca. El caso de ENSA es un buen ejemplo de una empresa eléctrica que ha diversificado sus servicios para ofrecer soluciones de energía limpia adaptándose a las tendencias y necesidades del mercado.

empresas eléctricas, como la granja solar de 3MW de St. Lucia Electricity Services Limited (LUCELEC), el primer proyecto solar a gran escala en Santa Lucía, y el proyecto solar agregado de 937 kW de Grenada Electricity Services Ltd (GRENLEC), que consiste en múltiples instalaciones solares en tejados, en garajes y en el suelo. Además, la empresa St. Vincent Electricity Services Limited (VINLEC) está avanzando con su primer sistema de microrred de almacenamiento con baterías solares en las Granadinas para experimentar

la resiliencia que un sistema de almacenamiento puede ofrecer a las islas que pueden verse gravemente afectadas por fenómenos meteorológicos extremos. Una iniciativa ambiciosa es la de la PREPA, la empresa eléctrica puertorriqueña que está reestructurando todo su sistema eléctrico para adaptarlo a un modelo descentralizado como resultado de los fenómenos meteorológicos extremos que azotan la isla con consecuencias devastadoras (véase el ejemplo inspirador 3).

2 EJEMPLO INSPIRADOR

• Proyecto Energía del Futuro

El Proyecto Energía del Futuro, es un proyecto desarrollado por Neoenergia, parte del Grupo Iberdrola, que transformará el modelo de distribución de energía y lo hará inteligente en Atibaia, Nazaré Paulista y Bom Jesus dos Perdões, ciudades situadas en el Estado de São Paulo, Brasil. El proyecto mejorará la calidad del suministro de energía con el uso de equipos modernos y sistemas de automatización que reducirán significativamente las interrupciones en la distribución de energía. **Además,**



los medidores inteligentes proporcionarán a los clientes una experiencia de gestión del consumo diario, permitiéndoles comprender mejor sus hábitos y establecer sus propios objetivos de consumo. Para

soportar toda esta tecnología, los dispositivos tendrán una solución de comunicación fiable, el despliegue de una red de comunicación privada 4G LTE. Se preparará una red de distribución más robusta para la instalación masiva de paneles solares, permitiendo una integración segura con la red eléctrica.

El proyecto prevé la instalación de 1,600 sistemas fotovoltaicos.

Este proyecto supondrá beneficios sustanciales para los clientes y la eficiencia de la red:

- El equipo de automatización y la notificación de los fallos en el suministro de electricidad

provocarán agilidad en la restauración de la electricidad, así como una identificación más rápida y asertiva del lugar donde se produjo el problema.

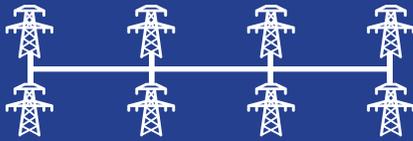
- La reducción del DEC (KPI brasileño que mide el tiempo promedio de permanencia de un cliente sin energía por año) será del 40%, lo que implica una mayor calidad de suministro de energía.
- Los medidores inteligentes reportarán cualquier cambio en el equipo y en el balance de energía. Esto aumentará la asertividad en la localización de un posible fraude o mal funcionamiento del equipo, lo que resultará en una reducción de las pérdidas, una mejor calidad del suministro de energía y la reducción de las emisiones de carbono, ya que la energía generada ya no se perderá evitando la generación innecesaria.
- La función de conexión y desconexión a distancia mejorará el control de la tasa de fallos y la eficiencia del procedimiento.
- La lectura remota proporcionará alrededor del 30% en eficiencia de lectura ya que todos los clientes serán facturados a través del sistema remoto.
- El medidor inteligente, además de comunicarse con la compañía de distribución, registra el consumo del cliente diariamente, manteniendo un historial de consumo, lo que permitirá al cliente realizar una gestión de consumo y proyectar y supervisar sus objetivos de consumo.



3 EJEMPLO INSPIRADOR

• Movilización hacia recursos de generación descentralizada

La Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico (PREPA) presentó un plan para reformar radicalmente el sistema de energía eléctrica de la isla. El Plan Integrado de Recursos (IRP) propone dividir la isla en zonas de cargas críticas, específicamente 8 mini-redes, que pueden funcionar como redes conectadas y en modo isla. Este diseño de gestión de la energía mejora sistemáticamente la resiliencia en el caso de eventos climáticos extremos.



El 7 de junio de 2019, el PREPA presentó un IRP revisado para 2019-2038 a la Oficina de Energía de Puerto Rico, con el objetivo de alcanzar 1,400 MW de capacidad solar y 920 MW de almacenamiento de energía en los primeros cuatro años del plan. Siemens, el desarrollador del plan, recomendó que el PREPA emitiera una solicitud de propuestas para energía solar fotovoltaica en bloques de aproximadamente 250 MW, y dependiendo del precio y la capacidad del PREPA para interconectarse, continuar añadiendo bloques hasta que se alcanzara la meta. En el caso del almacenamiento, la solicitud de propuestas debería añadirse en bloques de 150 y 200 MW y con la opción de combinarse con la solicitud de propuestas para energía solar, de manera que los licitadores puedan ubicar el almacenamiento con la FV, y compartir las ventajas de compartir el equipo.

El IRP del PREPA se estimó en \$14,400 millones de dólares. El LCOE para la fotovoltaica se estimó en unos \$80 /MWh para el período de implementación del nuevo IRP.

Este es un plan extremadamente ambicioso considerando que sólo el 2% de la electricidad en Puerto Rico es generada a partir de energías renovables y que el plan apunta a casi la misma cantidad de almacenamiento que está operativo

actualmente en todos los Estados Unidos. Además, el plan está alineado con la recién firmada Ley de Política Pública Energética de Puerto Rico (11 de abril de 2019), que requiere que la isla genere el 40% de su energía a partir de fuentes renovables para 2025 y el 100% para el 2050. El principal impulsor de la creación de un proyecto tan ambicioso fue la devastación causada por el huracán María, que derribó el 80% de los postes de electricidad y dañó generadores eléctricos críticos, dejando a millones de clientes sin electricidad durante meses. Casi 3,000 personas murieron a causa de la tormenta. Sin electricidad, el equipo médico crítico se apagó, la comida se echó a perder, las medicinas se volvieron inutilizables, y los sistemas de saneamiento se desconectaron, permitiendo la propagación de infecciones.



Esta reforma hacia un sistema descentralizado y más limpio pone a Puerto Rico en línea con los acuerdos internacionales sobre el clima, lo que se traduce en la mejora de la seguridad energética, el aumento de la resiliencia contra los eventos climáticos extremos, la mejora de los medios de vida de las personas en términos de seguridad, estabilidad, calidad del aire, así como una red más flexible. Además, existe la posibilidad de que los promotores entren en el mercado de Puerto Rico respondiendo a las solicitudes de propuestas o explorando proyectos detrás del contador (behind-the-meter). El IRP pone a Puerto Rico en el camino de consumir más de dos tercios de su electricidad proveniente de fuentes renovables para 2038, y reducir sus emisiones de carbono en un 88%. Ejemplos como este pueden ser replicados o adoptados en otras islas del Caribe que se enfrentan a eventos climáticos extremos y tienen similares condiciones de red. Además, los sistemas fotovoltaicos detrás del contador pueden incorporarse para aumentar la flexibilidad de la red aún más.

En Córdoba, una provincia de Argentina, el desarrollo de políticas recientes que apoyan a la GD alienta a la empresa eléctrica estatal a desviar los activos de generación a la energía solar, promover el despliegue de cargas eléctricas y el primer autobús eléctrico para el transporte público. El ICE, el Instituto Costarricense de Electricidad, se está moviendo rápidamente hacia un enfoque de red inteligente. La compañía ha instalado más de 120,000 medidores inteligentes en el país. En otros aspectos, el ICE ha establecido una alianza con Siemens y Ad Astra Rocket para estudiar las posibilidades de desarrollar un mercado de hidrógeno en el país. En Uruguay, se está desarrollando un proyecto piloto para producir hidrógeno a partir de la energía eólica excedente para alimentar 10 camiones y 1 autobús (ver ejemplo inspirador 4).

A lo largo de los ejemplos presentados en esta sección, se hace evidente la necesidad de establecer asociaciones entre las empresas de los sectores público y privado, así como un entorno normativo favorable que apoye una economía descarbonizada.

Grandes centrales de energía renovable

El costo de las energías renovables ha disminuido considerablemente en el último decenio y se espera que siga disminuyendo muy por debajo de la paridad de costos con las fuentes de generación de electricidad convencionales. Por lo tanto, las naciones han desarrollado un entorno normativo y de políticas que apoya la inversión de proyectos de energía renovable a gran escala, en particular mediante el establecimiento de subastas de energía. Las subastas se están volviendo más competitivas cada año, estableciendo precios bajos sin precedentes (véase la figura 7 del capítulo 3). Este segmento del mercado sólo es accesible para los grandes actores, conocidos como productores independientes de energía (IPP), como las grandes empresas promotoras de proyectos y las multinacionales, debido a los requisitos económicos y de garantía.

En virtud de la nueva ley de energía de México, las empresas promotoras como Acciona se han convertido en IPP al obtener contratos para construir grandes proyectos de energía renovable para suministrar electricidad limpia a la red. Del mismo modo, Engie, una empresa que ha estado alejándose de los combustibles fósiles e invirtiendo en energía renovable desde 2014, se adjudicó, en 2016 y 2017, 7 proyectos de generación de energía renovable en

las subastas de electricidad a largo plazo de México. Entre los mecanismos más comunes para que la IPP venda energía a la empresa nacional de electricidad se encuentra el contrato de compra de energía (PPA). Tal es el caso del IPP eólico en Uruguay que vende energía a la empresa eléctrica nacional, UTE. Otro ejemplo es el caso del Metro de Santiago, que funciona con un 60% de energía renovable proveniente de grandes plantas de energía eólica y solar con energía contratada a través de PPA (véase el ejemplo inspirador 5).

Cada año, el mercado de subastas está cada vez más concurrido. Por lo tanto, están surgiendo nuevas oportunidades en el sector de la energía renovable de gran escala, en países donde las reglamentaciones son favorables, estableciendo contratos bilaterales entre empresas privadas a través de PPAs. En México se está llevando a cabo la primera subasta privada a largo plazo para el intercambio de electricidad mediante contratos bilaterales (PPA) entre empresas privadas. Se prevé que la subasta privada, en la que ya se han inscrito 70 participantes, concluya en enero de 2020 con la expectativa de alcanzar una capacidad de generación de 745 MW e inversiones por valor de USD 240 millones. El primer PPA privado que se firmó en Chile fue en 2015 entre SunEdision (ahora Atlas) y la empresa minera Los Pelambres. Con una capacidad de 67.5 MW, la planta solar ubicada en Atacama proporcionará energía a la empresa minera a través de un PPA de 20 años.

Almacenamiento de energía a gran escala



El almacenamiento en baterías está transformando la red eléctrica mundial y es un elemento cada vez más importante para integrar la energía renovable variable (ERV) y proporcionar servicios auxiliares a la red.

A medida que la transición del mundo a la energía sostenible continúa acelerándose, el mercado de soluciones avanzadas de almacenamiento de baterías está creciendo rápidamente. En 2015, la Ley de Electricidad de las Bahamas abrió la puerta a la generación de energía renovable permitiendo la producción independiente de electricidad. Hoy en día, un nuevo proyecto denominado Family Islands Solarization Program, desarrollado por la empresa estatal Bahamas Power & Light (BPL), con el apoyo del Instituto de las Montañas Rocosas (RMI) y el Programa Carbon War Room's Islands Energy, está recurriendo a los PPI para combinar la energía solar

4 EJEMPLO INSPIRADOR

• Hidrógeno para el transporte en Uruguay

El Ministerio de Energía, la Empresa Nacional de Electricidad (UTE) y la empresa petrolera estatal (ANCAP) están trabajando en el desarrollo de un proyecto piloto de hidrógeno para el transporte, que tiene por objeto producir hidrógeno verde mediante electrólisis, aprovechando la alta cuota de energía renovable de Uruguay. El proyecto incluirá una unidad de electrólisis, una estación de servicio y 10 vehículos (camiones y autobuses de larga distancia).



Desde hace algunos años, el país ha promovido la electromovilidad con baterías, lo que ha permitido la introducción de autobuses eléctricos, taxis y vehículos utilitarios ligeros. Los camiones y autobuses de carga pesada representan el 4% del parque automotor uruguayo y el 36% del total de las emisiones de gases de efecto invernadero del sector del transporte. Este subsector, con un potencial de disminución de las emisiones de CO₂ de 1.2 millones de toneladas por año, es el objeto de atención de los vehículos eléctricos de hidrógeno.

La evolución prevista del coste de la electricidad proveniente de renovables y la reducción de costes de la producción de hidrógeno, están demostrando que el "Hidrógeno Verde" puede ser producido a costes competitivos con el diésel a medio plazo. Esto implica externalidades positivas asociadas a una mayor independencia energética, reduciendo la vulnerabilidad a la volatilidad de los precios del petróleo, el ahorro de divisas y la estabilidad de los precios para un sector estratégico de la economía.

Se prevé que el proyecto piloto de hidrógeno para el transporte estará en funcionamiento en 2021 y permitirá:

a) Probar un ecosistema de hidrógeno en las condiciones específicas de Uruguay, identificando las lagunas y barreras técnicas, legales y reglamentarias, generando conocimientos técnicos locales, reduciendo las emisiones y aportando insumos para la preparación de una Hoja de Ruta para el desarrollo del hidrógeno en Uruguay.

b) Contribuir a la formulación de un proceso sistemático de fortalecimiento de las capacidades de los distintos recursos humanos (operadores de vehículos, operadores de plantas de producción y acondicionamiento de hidrógeno, proveedores de equipos y servicios, etc.

c) Construir relaciones win-win entre empresas del sector privado e instituciones públicas.

d) Abordar la cuantificación de los beneficios que esta tecnología puede aportar al sistema eléctrico.

e) Generar nuevas áreas de conocimiento en interacción con el mundo académico.

f) Generar y difundir un cambio cultural en relación con la descarbonización en el transporte eléctrico basado en pilas de combustible de hidrógeno, complementando lo que ya se ha hecho con los vehículos de baterías eléctricas.



5 EJEMPLO INSPIRADOR

• El caso del metro de Santiago, Chile - acoplamiento del sector eléctrico y del transporte

El Metro de Santiago fue el primer sistema de transporte público del mundo en funcionar con energía renovable. En enero de 2018, el metro estableció un récord al cubrir el 60% de sus necesidades de electricidad con energías renovables no convencionales. La energía es provista por dos compañías: San Juan, un parque eólico, y El Pelicano, un parque solar. Ambos contratos se adjudicaron en mayo de 2016 con una duración de 15 años. En diciembre de 2019, El Pelicano fue vendido a SunPower sin afectar al suministro de electricidad. El acuerdo de compra de energía (PPA), para el cual el proyecto inicial se comprometió a suministrar aproximadamente 300GWh de energía limpia cada año, permanece sin modificaciones. El sistema de

metro de Santiago transporta 2.2 millones de pasajeros por día. Garantizar la sostenibilidad ambiental es parte de los lineamientos estratégicos de la empresa. El objetivo final es alcanzar el 100% de la electricidad basada en energía renovable. El 40% restante lo suministra la empresa eléctrica ENEL, con quien se firmó un contrato en septiembre de 2015 y finalizará en diciembre de 2023. Por lo tanto, habrá oportunidad de cubrir esta demanda con proyectos de energía renovable no convencionales, logrando un sistema de metro totalmente renovable.



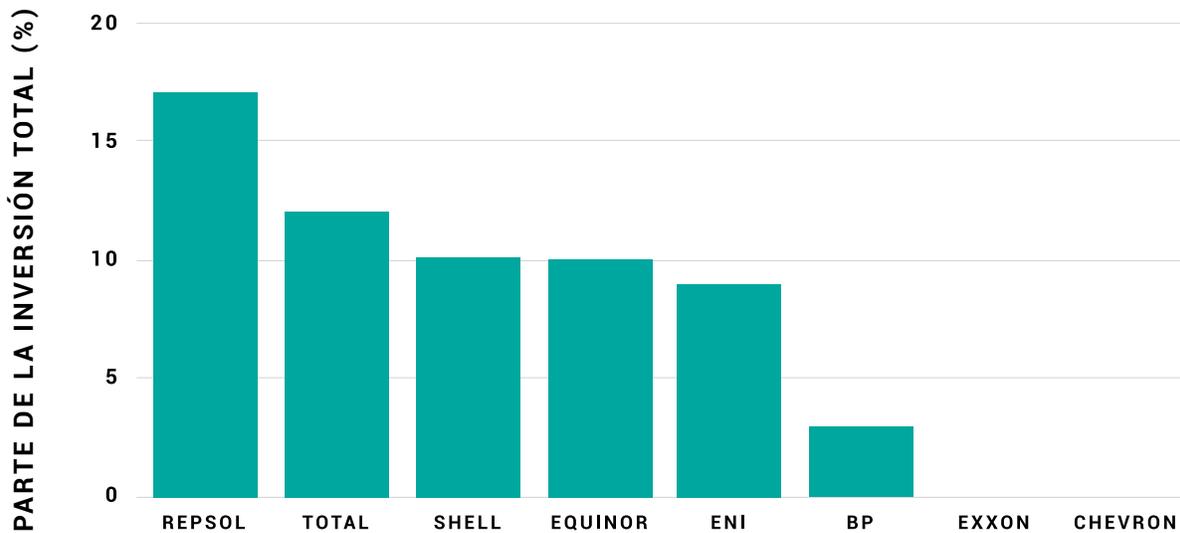
con el almacenamiento y las microrredes híbridas para ampliar el acceso a la energía sostenible. Este tipo de proyectos, junto con las políticas adecuadas en vigor, tienen la ventaja de acelerar la transición a un sistema eléctrico de energía sostenible con efectos indirectos en otros sectores.

Inversiones de compañías petroleras en renovables

Cabe destacar la tendencia mundial en la diversificación de las carteras de inversión de las compañías petroleras en el sector de las energías renovables. La Figura 2 muestra la participación de la inversión total asignada a las energías renovables. Las compañías de petróleo de la región no se quedan atrás. Petrobras, la compañía pública de Brasil que

opera en la industria del petróleo, el gas natural y la electricidad, ha firmado un acuerdo con la compañía francesa Total SA, para invertir en energía solar y eólica en tierra. Además, ha firmado un Memorando de Entendimiento con Equinor para estudiar proyectos de energía eólica marina. YPF, compañía petrolera argentina, ha creado la subdivisión YPF Light a través de la cual pretende convertirse en el mayor generador de electricidad a partir de energías renovables en el Cono Sur. Un ejemplo en el Caribe es la compañía petrolera estatal de Jamaica, Petroleum Corporation of Jamaica (PCJ), que está invirtiendo en negocios de energía solar y eólica para diversificar su oferta. Hasta ahora, estos ejemplos muestran que la creación de alianzas entre empresas es crucial para desarrollar aún más el mercado y alcanzar los objetivos de descarbonización para la región.



Figura 3. Inversiones de grandes petroleras en energías renovables.

Fuente: El Economista, 2019.

Generación distribuida y almacenamiento detrás del medidor

Con la entrada de las tecnologías de la energía renovable, el tamaño de las plantas puede ser significativamente más pequeño permitiendo la entrada de nuevos actores del mercado para construir capacidad de generación distribuida. Las compañías de terceros pueden ahora generar y vender energía a la red. Además, los consumidores se han convertido en productores instalando energía solar en los tejados y vendiendo su excedente de energía a la red, se les conoce como prosumidores. La descentralización abre una nueva ventana de oportunidades para que las empresas desarrollen negocios en el sector de la energía renovable. La Casa de las Baterías, una empresa del sector privado de Panamá, ha ampliado su modelo de negocio para crear el primer corredor nacional de recarga eléctrica del país utilizando la ubicación estratégica de sus filiales. Los cargadores de vehículos eléctricos son alimentados por paneles solares que representan también un ejemplo de acoplamiento del sector (véase el ejemplo inspirador 6).

Otro modelo de negocio de generación distribuida es el caso de CETSA en Colombia. La empresa instala sistemas fotovoltaicos solares en una instalación y vende cierta cantidad de energía mediante un contrato de compraventa de energía (PPA) al propietario de la instalación. La empresa se queda

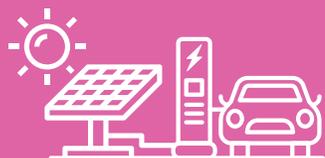
con el equipo una vez finalizado el contrato y asegura los ingresos mediante el PPA y la venta del excedente de energía a la red. El propietario de la instalación se beneficia de los precios más bajos de la electricidad, el consumo de energía verde y evita el costo inicial de los sistemas.

La esfera de la generación distribuida también cuenta con financiadores para apoyar el desarrollo de estos proyectos. Banverde, un fondo de inversión de capital privado en México se centra en la financiación inteligente de la generación distribuida y la energía alternativa. Invierten a través de una estructura basada en activos creando asociaciones con instaladores en el país para financiar los sistemas solares a los clientes a través de PPAs. Otro ejemplo es el caso de Cibanco, que ofrece financiación para la adquisición de paneles solares para clientes residenciales y comerciales pequeños. Con un fin similar pero con un modelo de negocio diferente, Telmex, una compañía de servicios telefónicos en México ofrece financiamiento de paneles solares a través de la factura a sus clientes cuando gastan por encima de una cierta cantidad de electricidad al mes. Las empresas también están invirtiendo en empresas instaladoras de sistemas solares fotovoltaicos en la región, como es el caso de la empresa mexicana Bright que instala paneles solares de forma gratuita y luego cobra una cuota de suscripción. La empresa fue financiada a través de varias empresas de inversión, así como ángeles inversores.

6 EJEMPLO INSPIRADOR

• *Proyecto Somos Energía - empresa panameña que redefine el modelo de negocio mediante el acoplamiento de las transiciones de electricidad y movilidad*

La Casa de las Baterías es una empresa familiar de Panamá con operaciones que se extienden a otros países de América Central. El negocio principal de la compañía es vender baterías de arranque para vehículos de combustión interna, así como paneles solares con o sin baterías. A través del proyecto "Somos Energía", la compañía busca reducir las emisiones de CO₂ y promover el uso de tecnologías ecológicas mediante la instalación de sistemas fotovoltaicos en sus tiendas, que también alimentarán la infraestructura de carga para vehículos eléctricos. La compañía ha aprovechado la ubicación estratégica de sus tiendas a lo largo del territorio de Panamá para establecer el primer corredor nacional de carga de vehículos eléctricos en el país.



Para fines de 2019, la compañía había implementado una red nacional de cargadores EV con la instalación de 24 cargadores que atraviesan la Carretera Interamericana y la Ciudad de Panamá. El objetivo principal de estas estaciones de carga EV es convertirse en un catalizador para la movilidad eléctrica en el país. Al instalar estas estaciones, la compañía espera reducir la ansiedad de rango del público por los vehículos eléctricos y estimular la adopción de estas tecnologías haciéndolas visibles para los usuarios y otras compañías. Además, La Casa de las Baterías está buscando asociarse con otros

comercios y organizaciones para expandir la red de sus cargadores EV a nivel nacional e internacional.

El sector del transporte es una de las principales fuentes de contaminación en el país. El compromiso de la compañía con la sostenibilidad ambiental los ha llevado a convertirse en uno de los primeros en adoptar las tecnologías verdes de Panamá, pero también en el hecho de que el negocio tiene sentido económico. Los paneles FV instalados generarán una estimación anual de 488,210 MWh que se traducirá en una reducción anual de 155 toneladas equivalentes de CO₂ no emitidas a la atmósfera con un retorno de la inversión de 4 a 5 años, después de lo cual la compañía habrá eliminado el gasto en electricidad para operar.

A largo plazo, el CEO de la compañía prevé una expansión de su modelo de negocio hacia las baterías EV, como el establecimiento de un centro de servicio, el control del estado de la batería y, finalmente, el reemplazo de las baterías y el uso de baterías viejas (80% del ciclo de vida restante) como almacenamiento independiente, estabilizadores de la infraestructura de carga o detrás del contador (behind the meter). Otro problema previsto es la necesidad de volver a capacitar al personal para adaptarse a estas nuevas tendencias del mercado. Hoy, los trabajadores de La Casa de las Baterías reciben capacitación directamente de los fabricantes de vehículos eléctricos, pero las instituciones educativas también tendrán que prepararse para la transición a una economía descarbonizada.

Enlight es un ejemplo de una empresa mexicana que vio una oportunidad con la reforma energética mexicana de 2014 y adaptó su modelo de negocio para adaptarse a un mercado descentralizado centrado en instalaciones solares para hogares y pequeñas empresas. Además, la compañía se asoció con Atlas Desarrollos, un desarrollador inmobiliario en México para desarrollar la primera comunidad solar en el país mediante el diseño y la construcción de 450 nuevas residencias con un sistema FV individual en cada tejado. Vale la pena señalar que todos estos proyectos requieren hardware y software, lo que ha llevado a la aparición de importadores de equipos y empresas de distribución en este nuevo mercado.

El almacenamiento detrás del contador (behind the meter) es un mercado muy incipiente en la región, pero se espera que crezca significativamente en los próximos años. Amigo Solar, un proveedor chileno de micro redes, ofrece soluciones detrás del contador como sistemas FV en la azotea, sistemas de almacenamiento de demanda pico, medidores inteligentes y registradores de datos, lo que les permite administrar y optimizar la demanda de los clientes y crear condiciones económicas favorables para el suministro de electricidad. Aumentan la demanda y crean microrredes inteligentes a través de su plataforma patentada Intelligent Solar Electricity Network. En México, ON Energy instaló el primer almacenamiento detrás del contador para proporcionar regulación de frecuencia a la red. La empresa ofrece soluciones de almacenamiento y gestión de energía. Las empresas que brindan este tipo de servicios para integrar las energías renovables son necesarias para lograr un sistema eléctrico con cero emisiones de carbono.

Servicios digitales

A medida que el sistema eléctrico se descentraliza, existe una mayor necesidad de tecnologías de la información para coordinar y garantizar la calidad y la fiabilidad del suministro de electricidad. La gestión de los recursos energéticos distribuidos, el procesamiento de datos de sensores y medidores inteligentes, y la protección y comunicación de esta información de los diferentes actores requerirán potentes herramientas informáticas.

La digitalización es el facilitador de la transición del sistema eléctrico y la electrificación de otros sectores.

El desarrollo de la red inteligente necesaria para una economía totalmente electrificada creará innumerables oportunidades para que surjan nuevos negocios en el ámbito de la digitalización, como servicios digitales, plataformas de conexión, transacciones seguras en línea y nuevos protocolos. Hay varios ejemplos de esto en la región. La ciudad de Bogotá comenzó un Sistema Integrado de Transporte que involucra análisis de datos en tiempo real. En la isla de Fernando de Noronha en Brasil, la compañía de electricidad, Neoenergia, está llevando a cabo una prueba controlada de una ciudad de redes inteligentes en la isla con el desarrollo de varias iniciativas en colaboración con diferentes actores (ver Ejemplo inspirador 7). Otro caso de Brasil es el despliegue de una infraestructura de medición avanzada en la red de Electrobras para reducir las pérdidas de distribución y mejorar la eficiencia operativa del sistema.

Dhemax, una PYME en Chile, comenzó a desarrollar el lado de la movilidad eléctrica de su negocio no hace mucho tiempo. La compañía fue crucial para desarrollar el sistema de gestión que hizo posible la expansión de los autobuses eléctricos en Santiago (ver Ejemplo inspirador 8). Entre otros esfuerzos en la región, se encuentra el desarrollo de la primera red de carga EV entre Argentina y Chile, que requerirá interoperabilidad entre los dispositivos y es un primer paso hacia el esfuerzo de integración regional (ver Ejemplo inspirador 9). La tecnología de contabilidad distribuida (DLT, por sus siglas en



7 EJEMPLO INSPIRADOR

• Isla Fernando de Noronha – prueba controlada de una ciudad con red inteligente

Fernando de Noronha, un archipiélago compuesto por 21 islas en el Océano Atlántico, se considera un lugar estratégico, ya que permite un entorno controlado que puede convertirse en un laboratorio vivo para estudios sobre la introducción de nuevas tecnologías y experiencias de sostenibilidad.

Neoenergía, parte del Grupo Iberdrola, ha desarrollado, a través de su empresa de distribución de energía eléctrica Celpe en el estado de Pernambuco, un conjunto de proyectos centrados en la sostenibilidad y la innovación en el archipiélago, que comprende la eficiencia energética, aumentando la participación de fuentes renovables, monitoreando la reducción del consumo y el sistema de almacenamiento de energía, entre otras iniciativas. El objetivo es optimizar el alivio de las fuentes de energía actuales y mejorar el uso de energías renovables en la isla.

Actualmente, la principal fuente de energía de la isla es el biodiésel. La central eléctrica Tubarão de 5 MW, el generador de electricidad de Celpe en la isla, consume anualmente 5.3 millones de litros de biodiésel, lo que significa una cantidad promedio mayor de 1,000 kWh / consumidor por mes. Además, la isla acogió en 2018 a más de 100,000 turistas de Brasil y otras partes del mundo. En este escenario, Neoenergía desarrolla varias iniciativas limpias que esperan hacer de Fernando de Noronha una referencia sobre sostenibilidad e innovación; un modelo que podría replicarse en otras islas del mundo y ayudar a disminuir las emisiones de CO₂ y los impactos ambientales.

Neoenergía, tiene un presupuesto regulado definido por la agencia reguladora (ANEEL), en el que un porcentaje de las ganancias de la compañía debe invertirse exclusivamente en proyectos de Eficiencia Energética e Investigación y Desarrollo. La empresa es la que hace la recomendación a ANEEL en relación con proyectos que pueden ser apropiados para los criterios de regulación. En el proceso de definir cómo y dónde invertir, una de las estrategias de Neoenergía es fomentar proyectos sostenibles

e innovadores en Fernando de Noronha, para converger con los objetivos de la compañía y hacer de la isla un ejemplo de servicio más limpio y mejor.

Dicho esto, algunos de los proyectos de Noronha ANEEL son: plantas de energía solar Noronha I y II, REI (acrónimo de Smart Grids, en portugués), sistema de almacenamiento a través de baterías, proyecto "Clases de energía" (un espacio para la educación ambiental en la central eléctrica de Tubarão), un sistema de gestión ambiental, y la modificación estructural de la central eléctrica de Tubarão para lograr eficiencia energética. Además del presupuesto regulado, Neoenergía también invierte en la operación y mantenimiento de la isla.

Los proyectos antes mencionados han aportado muchos beneficios, tales como: (i) Las plantas solares han evitado el consumo de aproximadamente el 10% del combustible fósil utilizado para la generación de electricidad, (ii) el 90% de las unidades de consumo de la isla se benefician de infraestructura de Smart Grids, y (iii) el sistema de almacenamiento permitirá el alivio de uno de los generadores de biodiésel bajo ciertas condiciones. Además, el almacenamiento de energía en baterías resuelve la intermitencia de la energía solar y disminuye las emisiones de CO₂ de la generación de electricidad basada en combustibles fósiles.



Además, reduce los riesgos de daños a un ecosistema de especies en peligro de extinción por una posible contaminación de accidentes con diésel. La colaboración entre las partes interesadas como el Gobierno de Pernambuco, las entidades públicas y Neoenergía fue crucial para llevar a cabo estos proyectos, lo que demostró a los consumidores y gobiernos la importancia de invertir en sostenibilidad y tecnología, especialmente en áreas aisladas como las islas. Como resultado, el gobierno de Pernambuco ahora está dispuesto a ampliar la inserción de fuentes renovables en el territorio.

inglés) tendrá un papel importante en un mercado energético descarbonizado y descentralizado. LO3 Energy, una compañía con sede en Nueva York, está utilizando blockchain en su Plataforma de Ejercicios, donde los prosumidores pueden realizar transacciones de su energía casi en tiempo real con los consumidores de la plataforma en su mercado local. La Comisión Nacional de Energía de Chile está implementando un proyecto piloto Blockchain para certificar la calidad, precisión y transparencia de las declaraciones de costos y el stock de combustible del sector eléctrico como primer enfoque. Eventualmente, buscará más aplicaciones de DLT en el sector de la

energía basado en la premisa de que la información pública fiable es crucial para la toma de decisiones de inversión, la elaboración de políticas y la creación de herramientas al servicio de la sociedad. En general, el sector de digitalización avanza y cambia a gran velocidad y es una parte crucial de un sector eléctrico descarbonizado. Por lo tanto, la I+D es imprescindible en este campo, además de hacer alianzas con empresas de servicios digitales, en la región e internacionalmente, que pueden ayudar a proporcionar soluciones digitales que cumplan con los estándares requeridos para una transición acelerada.

8 EJEMPLO INSPIRADOR

• *Transformación a electromovilidad de una PYME*

La transición a la electromovilidad requiere transformaciones profundas, como la modificación de los modelos comerciales existentes. Un ejemplo de ello es la empresa chilena Dhemax, que transformó su modelo de negocio principal de servicios de IO y seguridad (CCTV y control de acceso) a la electromovilidad.

En 2008, Dhemax estaba compuesta por 10 técnicos e ingenieros, y no tenía ingresos procedentes de la electromovilidad. Cuando la empresa empezó a considerar la IoT y la gestión de la energía como nuevos campos en los que sumergirse, recibieron su primer contacto con la electromovilidad con la llegada del coche eléctrico i-REVA. El entonces grupo Endesa, hoy conocido como ENEL, pidió a Dhemax que construyera un cargador para este coche.

Desde entonces, la empresa ha ido evolucionando en el sector de la electromovilidad desarrollando proyectos de ingeniería de infraestructuras de recarga, proyectos de puesta en marcha de vehículos eléctricos, estrategias de introducción de la electromovilidad y sistemas de gestión entre otros. Hasta la fecha, Dhemax ha participado en más de 30 proyectos relacionados con la

electromovilidad, entre ellos el desarrollo del sistema de gestión y el apoyo al modelo de negocio que hizo posible la expansión de los autobuses eléctricos en Santiago.



La electromovilidad se ha convertido en el negocio principal de Dhemax, pasando de menos de 10,000 dólares de ingresos en esta área en 2016, a más de 200,000 dólares en 2018. La compañía espera un crecimiento constante del 20% al 30% anual sin financiación externa. Además, el equipo técnico ha aumentado en 6 como causa directa de este nuevo área de negocio. La empresa ha iniciado un proceso de recaudación de fondos para desarrollar la I+D y expandirse internacionalmente, buscando oportunidades de negocio en América Latina y el Caribe, así como en Europa. Como resultado, Dhemax proyecta crecer por lo menos un 100% anual durante los próximos 5 años permitiendo a una PYME alcanzar una etapa superior con innovación y tecnología

9 EJEMPLO INSPIRADOR

• La primera red multinacional de carga de vehículos eléctricos del hemisferio sur

Un grupo de trabajo conformado por Saesa, Dhemax y la Agencia de Inversiones de Neuquén (ADI-NQN), con la colaboración de AGEA Wind, ha presentado una iniciativa para desarrollar la primera interconexión de redes de cobro para EVs entre Chile y Argentina. Este proyecto es un paso adelante en la creación de una política de interoperabilidad entre los países latinoamericanos para allanar el camino a un esfuerzo de integración regional.

El sistema integrado, una vez completado, permitirá el libre flujo de vehículos eléctricos a través del control fronterizo de Cardenal Samoré gracias a la instalación de una estación de carga en la frontera que estará conectada a sistemas a cada lado de la cordillera de los Andes.

En el lado chileno, la interconexión se apoyará en la red de recarga de Saesa, compuesta por más de 20 estaciones de recarga públicas (2 x 22kW en CA), que conecta más de 1200 km en rutas entre las regiones de Araucanía y Aysén. En el lado argentino, gracias al apoyo de ADI-NQN y AGEA Wind, la red de recarga se está desplegando a lo largo de la ruta de los 7 lagos y constará de 3 estaciones de recarga en las ciudades de San Martín de los Andes, Villa la Angostura y Bariloche.

La iniciativa fue debatida durante el Taller Latinoamericano del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente sobre Legislación y Movilidad Eléctrica Sostenible, celebrado en Buenos Aires en abril de 2019, y fue apoyada por los congresistas argentinos y chilenos. Su objetivo es:

- Proporcionar una fuerte señal de estandarización de los formatos de carga y la interoperabilidad entre redes/países.

- Desarrollar el turismo internacional sostenible
- Reducir la ansiedad de rango de los propietarios o potenciales propietarios de automóviles eléctricos

La unificación de la norma y la interoperabilidad entre las redes de carga dentro de un país y a través de las fronteras es una necesidad para lograr el transporte con cero emisiones. Los resultados de este proyecto pueden servir de apoyo para ampliar la interoperabilidad de las redes en la región. Además, este tipo de iniciativas envía una señal a los fabricantes de automóviles y los proveedores de equipo de un mercado unificado, lo que, en consecuencia, puede contribuir a impulsar la adopción de la movilidad eléctrica en América Latina y el Caribe.





La transformación del sector del transporte puede describirse desde las siguientes perspectivas:

Tasa más alta de uso de vehículos

Los vehículos promedio pasaron el 95% de su vida estacionados, lo que hace que este modo de transporte sea muy ineficiente. El vehículo incurre en costos de mantenimiento, ya sea utilizado o no. Además, las generaciones más jóvenes han demostrado que les importa menos tener un automóvil, una tendencia que podría estar relacionada con las muchas opciones de transporte disponibles en el mercado, así como la necesidad de una mejor calidad del aire y menos tráfico. Todo esto, junto con la digitalización del sector del transporte, ha dado como resultado una transición de un enfoque centrado en el vehículo a un ámbito centrado en la persona, conocido como Mobility as a service (MaaS).

Los automóviles se podrían usar de manera más eficiente a través del uso compartido, el transporte bajo demanda, la micro movilidad y otros servicios. Las compañías de transporte ya están presentes en varios países de América Latina y el Caribe. Si bien estos servicios aumentan la tasa de utilización de automóviles, no resuelven el problema de los atascos en el tráfico. Este último podría abordarse mediante modelos de negocio que incluyen servicios de agrupación como el que ofrece Uber en México. En 2014, la aplicación 'Voy en Taxi' se desarrolló en Uruguay con el objetivo de aumentar la eficiencia de los servicios de taxi y competir con otras compañías de transporte. Una compañía chilena, Dhemax, ha establecido recientemente un nuevo modelo de negocios para automóviles eléctricos bajo demanda

que serán conducidos por mujeres (ver Ejemplo Inspirador 10). Las oportunidades de modelo de negocio relacionadas con la movilidad son enormes. La empresa Grow Mobility, con presencia en Chile, Colombia, Uruguay, México, Brasil, Argentina y Perú, cuenta con más de 5 millones de usuarios y más de 2500 empleados en la región. Ofrecen servicios de micro movilidad como bicicletas y scooters eléctricos. La compañía sigue evolucionando y ahora se asocia con el sistema Transmilenio-BRT en Bogotá para proporcionar sus servicios en colaboración con el sistema de autobuses. América Latina cuenta con servicios de uso compartido de automóviles en varios países, pero solo 3 compañías ofrecen flotas mixtas con combustibles alternativos que no sean motores de combustión interna, estos son Urbano en Brasil, CARB en Colombia y Zipcar en Costa Rica. Se espera que esta tendencia aumente a medida que los precios de los vehículos eléctricos disminuyan y las regulaciones para los vehículos de combustión interna se vuelvan estrictas.

Como parte de la transformación, el sistema de transporte también está cambiando y aprovechando la digitalización del sector para proporcionar servicios centrados en el cliente para aumentar la utilización del transporte público y reducir la congestión de vehículos. Esto se logra mediante el uso de aplicaciones que pueden mostrar el tiempo estimado de llegada de un autobús a una determinada parada o trayectoria en tiempo real en un mapa, entre otras características. Además, las nuevas flotas de autobuses eléctricos que ingresan al mercado regional son vehículos libres de ruido y emisiones con servicios como wifi, cargadores USB y asientos ergonómicos para atender las necesidades de los clientes.

10 EJEMPLO INSPIRADOR

• *Modelo de negocio de taxis eléctricos conducidos por mujeres*

Con el aumento de la electro movilidad como una forma más limpia de transporte, los gobiernos de todo el mundo comenzaron a buscar incentivos para acelerar su adopción. Entre las opciones adoptadas por el gobierno chileno, se encontraba la de lanzar paquetes de permisos de operación de taxis gratuitos exclusivamente para automóviles eléctricos. Estos permisos permiten que un automóvil opere en una determinada zona geográfica y generalmente tiene un costo de mercado superior a USD10,000 cada uno.

En mayo de 2019, el SEREMI MTT (Secretaría Regional del Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones) de Valparaíso, emitió 92 permisos para operar en las ciudades de Viña del Mar y Valparaíso. Se presentaron innovaciones clave en el modelo de operación de permisos, como permitir que los taxis trabajen en modo híbrido. Un modo híbrido significa que los automóviles pueden usarse como un taxi bajo la regulación chilena pero con la capacidad de hacer contratos de transporte adicionales con los clientes. En lugar de solo recoger pasajeros en la calle, estos taxis también se pueden solicitar a través de una aplicación.



Dos compañías, Dhemaxy y 30 de Mayo, se unieron para construir un modelo de negocio (Tax-e) que pudiera garantizar el éxito del proyecto. Este modelo de negocio se creó teniendo en cuenta las ventajas de la electro movilidad (reducción de ruido, menos requisitos de mantenimiento, mejoras en la calidad del aire, etc.), gestión de

la energía y mejora de la imagen de la empresa por el uso de mecanismos de transporte más limpios. Además, el MTT SEREMI de Valparaíso propuso integrar un componente de género apuntando a las mujeres en el segmento de bajos ingresos de la sociedad para ser los impulsores de estos taxis, abordando así la desigualdad y las disparidades de género. Ambas compañías adoptaron esta medida como un elemento clave del modelo de negocio y una oportunidad para alentar una transición justa a la descarbonización.



Tax-e está desarrollando un servicio de transporte sostenible donde las mujeres están en primera línea para luchar contra el cambio climático. Más allá de abordar los problemas ambientales y sociales, este innovador modelo de negocio está creando capacidades. El gobierno regional ha capacitado hasta el momento a 35 mujeres en las habilidades de conducción necesarias para ser taxista. La iniciativa general cuenta con el apoyo del sector privado y otros clientes, como la Universidad Santa María, que se han comprometido de antemano a garantizar el 70% de los kilómetros necesarios por día para hacer de este un negocio sostenible. El equipo líder proyecta tener 10 unidades en el camino para finales de diciembre de 2019 y otras 80 unidades más para 2020, creando así nuevas oportunidades de trabajo para las mujeres de los sectores más pobres de la sociedad y mitigando las consecuencias ambientales mediante el uso de transporte eléctrico.

Actores no tradicionales en la movilidad eléctrica

La transición a un sector de transporte descarbonizado ha brindado oportunidades para que nuevos actores, no relacionados con el automóvil, ingresen a este mercado al ofrecer servicios auxiliares que no eran posibles en la estructura tradicional del sector.

Los requisitos de las estaciones de servicio son mucho más estrictos que los de las estaciones de carga eléctrica. La infraestructura de carga de EV se puede configurar en cualquier lugar con acceso a la red o una fuente de energía renovable fuera de la red para proporcionar el servicio. Esto abre

la puerta para que varios actores participen en este mercado. En el caso del Caribe, la empresa Megapower, con sede en Barbados con presencia en Antigua, Granada, Dominica y San Vicente, fue pionera en la introducción de vehículos eléctricos junto con el desarrollo de cargadores eléctricos alimentados con energía renovable. También ampliaron su negocio para proporcionar una segunda vida útil para las baterías EV dentro de sus proyectos de energía renovable (ver Ejemplo inspirador 11). Un ejemplo de expansión comercial en este área es el caso de DHL, que creó una nueva división dentro de la compañía para desarrollar sus propios vehículos eléctricos. En 2018, la compañía comenzó a incorporar estos vehículos en sus flotas en México, Argentina y Colombia.

11 EJEMPLO INSPIRADOR

Iniciativa del sector privado que impulsa los vehículos eléctricos en el Caribe *Caso de Barbados*

Barbados es el tercer mayor usuario de vehículos eléctricos (EV) en el mundo en términos relativos - cantidad de EV por cada 1000 personas. Más de 350 vehículos circulan por las carreteras de una nación cuya población es de poco más de 285,000 habitantes.



El éxito de los vehículos eléctricos en Barbados se debe a iniciativas del sector privado como la de Megapower, que fue pionera en la introducción de los vehículos eléctricos en Barbados mediante el despliegue de una red de estaciones de recarga de acceso público alimentadas con recursos de energía renovable. La empresa se dio cuenta de que Barbados, al igual que algunos otros países del Caribe, disfruta de más de 220 días de alta radiación solar cada año. Además, aprovecharon el terreno llano y las cortas distancias recorridas dentro de las islas, especialmente en las Antillas Menores, (por ejemplo, la extensión de la isla de

Barbados es de alrededor de 34 Km), que hacen factible cubrir las principales carreteras de la isla con poco más de 50 estaciones de carga. Para complementar su negocio, Megapower reutiliza y recicla las viejas baterías de los vehículos eléctricos para nuevos proyectos como sistemas de almacenamiento autónomo, alumbrado público y otros.



Los beneficios incluyen: i) la electricidad almacenada en los vehículos eléctricos podría servir de depósito de electricidad en caso de desastre natural, ii) la disminución del número de vehículos con motor de combustión en la isla dará lugar a menos contaminantes locales y, iii) a mediano y largo plazo, una reducción significativa de los gastos de importación de combustibles fósiles.

Barbados ha demostrado la sostenibilidad de los vehículos eléctricos, lo que crea confianza para que todas las demás islas del Caribe actúen en este sentido.



Han surgido nuevos modelos de negocio en la movilidad eléctrica con la participación de bancos y financieros. Bancolombia es un ejemplo de un banco nacional que brinda apoyo a través de su socio del Grupo Bancolombia, Renting Colombia, para estimular el despliegue de vehículos eléctricos en el sector privado a través de mecanismos de alquiler (ver Ejemplo inspirador 12). Otro caso en Colombia es la reciente alianza entre Enel-Condesa y Bancoldex para promover proyectos de electro movilidad en el país como financiadores, inversores o proponentes de proyectos. De manera similar, bancos de Costa Rica como el Banco Popular y el Banco de Costa Rica ofrecen financiamiento para la compra de vehículos eléctricos privados y flotas comerciales, mientras que el Banco Nacional se enfocó en financiar el segmento de autobuses eléctricos.

12 EJEMPLO INSPIRADOR

• *Alianza del sector privado para la transición de la movilidad eléctrica*

El sector privado tiene un papel crucial que desempeñar en la descarbonización de los sectores de la electricidad y el transporte. Bavaria, una compañía cervecera colombiana, lanzó el primer proyecto de camiones eléctricos para la distribución de bebidas en Colombia a través de una alianza con Renting Colombia, una empresa del Grupo Bancolombia. Bavaria anunció que incorporaría 200 camiones eléctricos en su flota para 2021, lo que representa el 20% de la flota. Bavaria comenzó con el despliegue de 12 camiones en 2019 que circulaban por Bogotá y Medellín, las ciudades con la mayor concentración de partículas (PM) debido a los motores de combustión. Renting Colombia proporciona camiones eléctricos con un alcance de 240 km a Bavaria a través de un mecanismo de arrendamiento.



Mediante esta iniciativa, Bavaria pone en evidencia su compromiso de sostenibilidad para reducir el 25% de las emisiones de CO₂ para 2025. Al incorporar el transporte eléctrico dentro de su flota, la compañía está reduciendo las emisiones de GEI y contribuyendo a la lucha contra el cambio climático. Además, el proyecto se desarrolló en el marco de la Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica y Sostenibilidad del país, que establece como

prioridad la mejora de la calidad del aire y la salud de todos los colombianos.

Esta iniciativa se produjo en el marco del proyecto de Bancolombia para desplegar '1,000 camiones eléctricos' con el objetivo de impulsar la movilidad eléctrica en la nación para mejorar la calidad del aire y apoyar la lucha contra el cambio climático. Bancolombia tiene el ambicioso objetivo de convertirse en el banco más sostenible del mundo y pretende hacerlo conectando las necesidades con las oportunidades en el campo de la energía limpia.



Esta iniciativa del sector privado muestra la importancia de la participación de los bancos para acelerar la descarbonización de la economía. Además, la participación del banco en este tipo de esfuerzo es una señal clara de que tiene sentido económico diversificar sus negocios hacia tecnologías más limpias. Otros bancos nacionales en la región pueden replicar iniciativas como esta y apoyar al sector privado para implementar proyectos de tecnología limpia. Los proyectos de este tipo ayudarán a reducir el precio de las nuevas tecnologías, haciéndolas más accesibles para el resto de la población. Además, las iniciativas como tales fomentan la confianza de la población en la tecnología, facilitando el despliegue de vehículos eléctricos en este caso.

Con la promoción de la electro movilidad se requerirán nuevos modelos de negocio para asistir a los servicios auxiliares del mercado. Un ejemplo es la necesidad de desarrollar o transformar los talleres de automóviles. Costa Rica ha visto un aumento significativo en vehículos eléctricos de propiedad privada en los últimos 3 años. El taller de Calderón, que era un taller de automóviles regular con más de 30 años en el mercado, ha incorporado el equipo necesario y capacitado a su personal para ofrecer servicios de revisión, mantenimiento y reparación de vehículos eléctricos. Otro modelo de negocio es el de Autolibre, una empresa uruguaya, una empresa líder en la conversión de vehículos de combustión interna a modos eléctricos, han estado operando en la región durante 16 años y entre sus servicios se encuentran capacitaciones para organizaciones interesadas en diseñar EV y convertir vehículos de combustión interna.

Los fabricantes de automóviles, las compañías de petróleo y gas y las compañías eléctricas están entrando en el negocio de la infraestructura de carga. El fabricante de automóviles BMW desarrolló redes de carga eléctrica en Brasil y México para estimular la adopción de vehículos eléctricos en estos mercados al reducir la ansiedad de rango (ver Ejemplo inspirador 13 - en construcción). La compañía petrolera argentina, YPF, estableció una alianza en 2017 con QEV, una compañía de ingeniería especializada en electromovilidad, para desplegar cargadores eléctricos en 110 estaciones de servicio. ENSA Services, una subsidiaria de ENSA, una empresa eléctrica panameña, ha firmado un acuerdo con Bavarian Motors S.A., representante de la marca BMW en el país, para instalar cargadores eléctricos residenciales. En Colombia, la compañía de petróleo y gas Terpel, ha abierto la primera estación de carga de vehículos eléctricos en el país con el objetivo de instalar un total de 30 estaciones de carga que conectan diferentes ciudades de Colombia antes de finales de 2020.

Una nueva alianza en el campo de la movilidad eléctrica fue entre las empresas eléctricas y los operadores de autobuses para proporcionar autobuses eléctricos a través de contratos bilaterales. El caso de Santiago de Chile y sus 386 autobuses actualmente en operación es un

13 EJEMPLO INSPIRADOR

Fabricante de automóviles que desarrolla corredores eléctricos para aumentar las ventas de vehículos eléctricos

El fabricante de automóviles BMW está impulsando la movilidad eléctrica en América Latina a través del desarrollo de corredores eléctricos de carga rápida. México tiene el corredor más largo de la región con 412 km en funcionamiento entre San Luis Potosí y la Ciudad de México, con 6 estaciones en funcionamiento y otra esperando la aprobación de la CFE. Este corredor está en expansión para finalizar en Puebla con un total de 620 km y 8 estaciones. Un punto destacado importante de las estaciones es que cuentan con diferentes tipos de cargadores que pueden alimentar vehículos eléctricos de diferentes fabricantes. Además, se construirán 20 estaciones de corriente continua a través de asociaciones público-privadas (PPP). Hay otro proyecto en curso para desarrollar un corredor vial nacional que conecte Monterrey con la frontera de EE. UU.



Del mismo modo, BMW se asoció con EDP e Ipiranga en Brasil para desarrollar un corredor que conectara Sao Paulo y Río de Janeiro, con un total de 430 km y 6 estaciones de carga. BMW está desarrollando actualmente un corredor de corriente continua en Colombia que conectará las ciudades de Bogotá y Medellín. Este tipo de iniciativas ayuda a impulsar la adopción de vehículos eléctricos en la región al disminuir los problemas de ansiedad de rango, es decir, el temor de que un vehículo no tenga suficiente carga para llegar al destino deseado. Una vez más, este caso muestra cómo el desarrollo de asociaciones es crucial para emprender la transición a la electromovilidad.

ejemplo de este tipo de asociaciones. Enel, Met Bus (operador de autobuses) y BYD formaron una alianza para presentar los primeros 100 autobuses eléctricos. Además, se instalaron 11 estacionamientos solares FV que servirán como puntos de carga para estos nuevos medios de transporte. Posteriormente, se formó una asociación similar entre Engie (otra empresa de servicios eléctricos con operaciones en Chile), Vule (operador de autobuses) y STP para traer 100 autobuses eléctricos adicionales (ver Ejemplo inspirador 13). La toma de decisiones de inversión bajo estos modelos de negocio se basó en el costo total de propiedad en lugar del precio de compra. En este sentido, el coste de propiedad de los autobuses eléctricos fue menor que el de los autobuses con motores de combustión interna, principalmente debido a una reducción del 70% en los gastos operativos. Sin embargo, en este caso, el precio de compra de buses eléctricos fue cercana a la de los buses de combustión interna como resultado de una negociación comercial debido al alto volumen de adquisición.

Los modelos de negocios presentados aquí destacan el papel de la asociación entre diferentes actores para desarrollar y avanzar la infraestructura asociada no solo en los vehículos eléctricos sino también del sector de energía renovable, para alcanzar los objetivos de descarbonización.

V2X

Con el despliegue de vehículos eléctricos y la digitalización, las comunicaciones V2X (vehículo a todo) evolucionan a un ritmo rápido y son útiles en innumerables aplicaciones y servicios. La comunicación entre vehículos a la red, a la infraestructura, a otros vehículos y a los hogares, entre otros, crea beneficios como la seguridad vial, la eficiencia del tráfico, la movilidad inteligente y la sostenibilidad ambiental, entre otros.

Este tipo de comunicación se proporciona a través de DSCR (comunicación dedicada de corto alcance) basada en el estándar WiFi, una tecnología bien establecida, o C-V2X basada en el estándar de comunicación LTE (próximamente redes 5G de próxima generación), que se desarrolló en 2018. El mercado V2X recién comienza a desarrollarse y se espera que alcance un valor global de miles de millones en los próximos años. La evolución de este mercado tiene un gran potencial para las alianzas entre fabricantes de automóviles, compañías de telecomunicaciones y TIC, así como la creación de nuevos modelos de

negocios dado que V2X proporciona la base sobre la cual se pueden desarrollar innumerables servicios y aplicaciones comerciales.

Entre las tecnologías V2X se encuentra el ejemplo de V2G (vehículo a red), que ofrece diversas oportunidades para el desarrollo empresarial dentro de la transición acoplada de los sectores, ya que los vehículos se pueden utilizar para equilibrar la red a través de la carga bidireccional. Vale la pena señalar que este es un mercado incipiente con muchas oportunidades por descubrir. En 2017, Virta, operador de carga, instaló el primer cargador bidireccional en Finlandia. Todo el mundo puede acceder a las estaciones de carga de vehículos eléctricos inteligentes, pero los clientes registrados tienen beneficios como pagos de recarga más bajos. Además, el modelo de negocio de Virta ofrece una plataforma inteligente para que las compañías administren su propia red de carga de vehículos eléctricos, que se adapta a diferentes modelos de negocio y se puede personalizar para satisfacer las necesidades de los clientes. Más de 250 propietarios de redes de carga utilizan la plataforma Virta para ejecutar servicios de carga con más de 80,000 usuarios finales registrados en 26 países.

Otro ejemplo de V2G es el del caso de MotorWerks, una filial de Enel X, que desplegó una batería de almacenamiento de energía virtual de 30 MW, que comprende más de 6,000 JuiceBox residenciales de eMotorWerks y otros cargadores habilitados para JuiceNet en California. Al controlar estos cargadores e inscribir a los conductores de EV a través de programas de recompensa, MotorWerks puede ofrecer servicios de respuesta a la demanda cuando sea necesario.



14 EJEMPLO INSPIRADOR

• *Modelo de negocio innovador para la introducción de la electro movilidad en el transporte público*

Como parte de los esfuerzos para impulsar la movilidad eléctrica, el sector empresarial y el gobierno chileno lanzaron un plan de adquisiciones que incluía innovaciones técnicas y de modelos de negocio para posicionar a Chile como el país con el mayor número de autobuses eléctricos del mundo después de China. En 2017 se creó una nueva estructura de adquisición de autobuses, utilizando elementos ya existentes como el contrato de suministro. En este contrato, el Estado toma como propias las obligaciones y derechos de una organización que presta servicios al Estado, en caso de que esta organización deje de cumplir sus obligaciones. Gracias a este elemento, que añade un apoyo financiero a los operadores de transporte, la compañía eléctrica local ENEL compró los autobuses a BYD y los entregó a Metbus en un modo de arrendamiento operativo.

Con este nuevo modelo de negocio se garantizó inicialmente la adquisición de 100 buses y gracias al desarrollo de un modelo similar, que tomó como base lo hecho entre ENEL y Metbus, Engie (otra empresa eléctrica con operaciones en Chile) en alianza con los operadores de buses Vule y STP, realizó la adquisición de 100 buses eléctricos más. Este modelo de adquisición se complementó posteriormente con un diseño de modelo de infraestructura de carga eficiente, con el fin de minimizar los riesgos y, a su vez, dimensionar la infraestructura a los niveles óptimos para permitir la recarga sin que el proyecto incurra en sobrecostos. El principal impulsor de las optimizaciones realizadas y el modelo de negocio desarrollado para la adquisición fue mantener el costo total de propiedad de un bus eléctrico cercano al de un bus de combustión interna.



Al mantener estos valores a un nivel similar, se permitió la compra de autobuses eléctricos sin utilizar subsidios u otro tipo de apoyo gubernamental.



Dos elementos fueron clave para lograr este objetivo: 1) la negociación de la tarifa eléctrica y 2) la gestión dinámica de la electricidad, basada en la optimización del uso de la infraestructura en función de los costos energéticos instantáneos. Esto incluyó el desarrollo de software y hardware dedicados a interconectar los cargadores de bus individuales para crear una red, permitiendo optimizar la gestión de la electricidad a través del consumo en tiempo real de cada cargador. Esta innovación fue desarrollada localmente por Dhemax (empresa de ingeniería) en asociación con ENEL X (proveedor de respuesta a la demanda de ENEL).



Este caso ha sentado el precedente de una alianza entre partes privadas, entre una empresa de servicios públicos y un operador de transporte para desarrollar un negocio de transporte urbano con tremendos beneficios ambientales y económicos, demostrando que el crecimiento económico es compatible con la sostenibilidad ambiental.

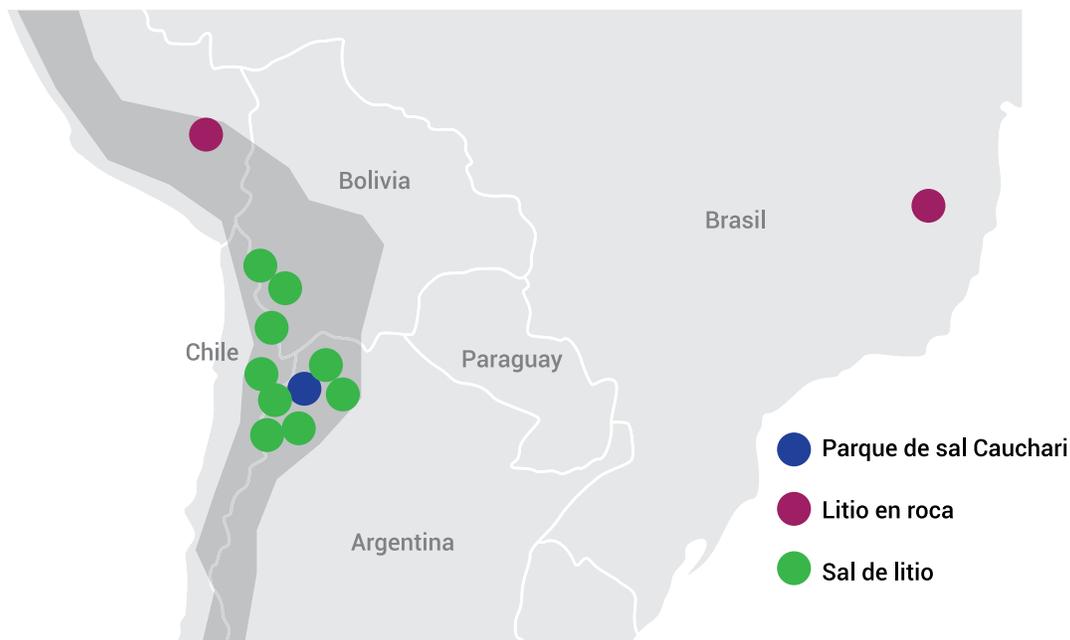


Cadena de Valor Sostenible para el litio

La demanda de baterías de iones de litio está en aumento por su potencial de almacenamiento de energía a gran escala y a pequeña escala detrás del contador (behind the meter), así como para el despliegue de vehículos eléctricos. El país del triángulo del litio posee más del 60% de las reservas mundiales de litio (Ver Figura 3), y con los recientes descubrimientos en Perú, la región podría liderar la producción mundial. China es el principal importador de litio y la mayoría de este metal proviene de América del Sur. Hay una competencia cada vez mayor entre las empresas que forman parte de este mercado, que está generando una gran inversión extranjera en la región dado que el país que controla los recursos

de litio controlará las transformaciones del sector eléctrico y de la industria automotriz. Hay una gran oportunidad para que la región desarrolle negocios alrededor de la cadena de valor del litio. La explotación de estos metales debe hacerse de manera sostenible e inclusiva. Un paso adelante en esa dirección fue la reciente creación de la plataforma regional del litio integrada por los países antes mencionados con el objetivo de fortalecer la capacidad de gestión estratégica regional para el desarrollo de la industria del litio (véase el Ejemplo Inspirador 15). Una vez más, las alianzas estratégicas son clave para el desarrollo de un mercado sostenible bien fundamentado. Los países con producción de litio pueden crear negocios en torno a la cadena de valor posterior, como la producción de baterías.

Figura 13. Reservas de Litio en Sudamérica



Fuente: OBELA, 2019.

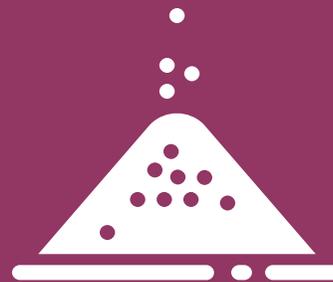
15 EJEMPLO INSPIRADOR

• *Desarrollo sostenible de litio - Plataforma regional: Argentina, Bolivia, Chile y Perú*

Se pueden encontrar grandes dotaciones de reservas minerales en América Latina y el Caribe. La región se encuentra entre los principales productores de recursos naturales clave para la economía global, como cobre, hierro, litio, plata y oro, entre otros. El sector representa casi el 5% del PIB regional y es una de las principales fuentes de inversión extranjera directa, así como un importante contribuyente de divisas e ingresos fiscales para los países. Los lagos de sal en Argentina, Bolivia y Chile poseen más del 60% de las reservas disponibles en todo el mundo y los tres países juntos constituyen el llamado "Triángulo de litio". Además, recientemente se encontraron depósitos de litio de roca dura en Perú. Si las expectativas de este descubrimiento se concretan, la región que cubre los depósitos de litio en estos cuatro países podría convertirse en un epicentro dinámico de la transición energética de nuestro planeta.

La escalabilidad de los proyectos para la explotación de reservas de litio plantea desafíos ambientales y sociales. Por lo tanto, es imprescindible avanzar en el diseño de una contabilidad e internalización adecuadas de los costos ambientales y sociales relacionados con esta actividad. La explotación y el uso del litio constituyen una gran oportunidad para el desarrollo sostenible, inclusivo y a largo plazo a nivel local y regional que debe ser liderado adecuadamente. En consecuencia, la Plataforma subregional del litio se estableció recientemente entre los gobiernos de Argentina, Bolivia, Chile y Perú. El objetivo de la plataforma es apoyar el fortalecimiento de

la capacidad de gestión estratégica regional para el desarrollo de la industria del litio. Algunos aspectos clave de la plataforma son: (i) la generación de cooperación entre los estados miembros, (ii) la producción de conocimiento técnico especializado y (iii) el intercambio de experiencias y mejores prácticas en torno a la explotación de litio. A través de una comprensión colaborativa entre el gobierno, el mundo académico, la industria y la sociedad civil, el proyecto busca enfrentar varios temas como: minería sostenible, prácticas ambientales y sociales, dirección de los esfuerzos del gobierno, estímulo equitativo de los valores de la cadena aguas arriba y aguas abajo, requisitos para la región para convertirse en proveedores mundiales por excelencia de litio, legislación adecuada para enfrentar los próximos desafíos.



Con el desarrollo de alta velocidad de la industria del litio y sus implicaciones globales, la plataforma regional tendrá un papel importante que desempeñar en el apoyo a los gobiernos y las empresas para asegurar una extracción y producción sostenibles de este metal, así como las oportunidades comerciales que surjan de desarrollo de esta cadena de valor y las industrias asociadas en la región.

Muchas empresas extranjeras (chinas, alemanas, italianas) se están asociando con empresas locales para formar empresas conjuntas (Joint Ventures) para participar y desarrollar la cadena de valor del litio en la región, como la producción de baterías. Un ejemplo de esto es la empresa minera argentina JEMSE que formó una empresa conjunta con la empresa italiana SERI para crear un modelo comercial progresivo para la producción de baterías de iones de litio en Jujuy, Argentina, a mediano plazo a un costo competitivo. Este proyecto incluye una amplia participación del sector académico y las comunidades locales y pretende aprovechar el potencial de suministro del triángulo del litio, la industria automotriz existente en Argentina y la creciente demanda en la región de vehículos eléctricos. Además, la producción de baterías de iones de litio podría aumentar en países fabricantes de automóviles como Brasil. El desarrollo de la industria del litio en la región podría crear muchas oportunidades de trabajo en la cadena de valor o asociadas a esta industria.

8.5 Implicaciones para el entrenamiento y educación

Las oportunidades para la fabricación, montaje y comercialización de las tecnologías involucradas en la transición se desarrollarán más rápidamente si se realizan esfuerzos para proporcionar la capacitación, el desarrollo de habilidades y la educación requeridas en estos campos. El potencial de generación de empleo justifica los esfuerzos del sector público para abordar estas necesidades. Además, una fuerza laboral cualificada y educada contribuirá a atraer la fabricación de componentes y respaldar el desarrollo local de las industrias auxiliares. Ya hay algunos esfuerzos para proporcionar nuevas herramientas de educación y capacitación en la región, especialmente en Uruguay, México y Brasil, pero se requieren esfuerzos adicionales.

8.6 Una transición justa

La transición a una economía resiliente al clima y baja en carbono traerá cambios drásticos en la forma en que trabajamos y vivimos actualmente. Las incertidumbres a este respecto y la falta de una estrategia clara sobre cómo se abordarán estos problemas lleva a varios grupos sociales a resistir al cambio necesario.¹⁸⁸ Una transición justa busca minimizar el impacto negativo en los trabajadores y las comunidades que dependen de industrias y fuentes de energía insostenibles (ver Ejemplo Inspirador 16). Además, esto se enmarca en un objetivo mayor, que es asegurar que las desigualdades sociales y económicas se aborden en la transición a un mundo con bajas emisiones de carbono (ver Ejemplo Inspirador 17).



188. <https://www.wri.org/climate/expert-perspective/embeddingv-just-transition-long-term-decarbonization-strategies-why-what>

16 EJEMPLO INSPIRADOR

• *Cómo una empresa de construcción naval se convirtió en líder mundial en el mercado de la construcción eólica marina*

La energía eólica marina ha abierto un nuevo nicho de negocios para la creación de empleo y empresas con un impacto positivo en la economía española. Para las empresas en el ámbito de la construcción naval, esta es una oportunidad para diversificar sus negocios a través de contratos para el diseño y construcción de las grandes bases e instalaciones requeridas por los parques eólicos marítimos. Navantia, tradicionalmente orientada a la construcción naval, se introdujo en el mercado eólico marítimo en 2013. Sus modernas instalaciones junto con el clima ideal durante todo el año son excelentes condiciones para la fabricación de estructuras eólicas marinas.

La llegada de Navantia al sector eólico marítimo llegó en el momento adecuado. Las instalaciones en Fene, Galicia y Puerto Real, Andalucía, estaban experimentando una disminución significativa en las cargas de trabajo, lo que abrió la posibilidad de diversificar su cartera a este mercado en ese momento. La transición hacia aguas más profundas requirió nuevos conceptos de subestructuras y grandes subestaciones. Este fue el caso del primer proyecto individual de Iberdrola, el proyecto Wikinger, que necesitaba un tipo diferente de base que requería una alta competencia de soldadura, así como espacios de fabricación de gran capacidad; áreas en las que destacó Navantia.

Se creó una asociación entre Iberdrola y Navantia. En el verano de 2016, Navantia entregó a Iberdrola 2 módulos superiores



de 2,500 toneladas para la subestación de 400 MW instalada en el Parque Wikinger, con su chaqueta de 6 patas y 2,400 toneladas. Navantia también construyó y entregó, junto con la compañía Windar, 29 estructuras para el mismo parque, cumpliendo plazos estrictos. Estas son estructuras de más de 60 metros que deben soportar un mínimo de 25 años en el agua, enfrentando condiciones adversas de erosión y fuertes flujos de agua.

Los buenos resultados alientan a Iberdrola a confiar la infraestructura de otros proyectos a Navantia. La experiencia adquirida permitió a esta última estar a la vanguardia de la tecnología offshore y realizar con éxito grandes pedidos no solo para esta empresa española, sino también para otras del sector, como Equinor, EDP, Cobra, Siemens y Aibel. En tiempo récord, la empresa se había especializado en la construcción de cimientos flotantes. Esto ejemplifica la existencia de nuevas oportunidades para que los actores de otras industrias recurran a las energías renovables para diversificar sus negocios y mantener su fuerza laboral. Un entorno B2B propicio puede acelerar el proceso de transferencia de conocimiento y creación de capacidad asociado a un mercado nuevo o existente.

17 EJEMPLO INSPIRADOR

• *Incorporación de la perspectiva de género en el sector eléctrico: programa "Mujeres solares"*

Las mujeres están subrepresentadas en trabajos técnicos en el sector energético, así como en puestos de liderazgo. Se esperaba que la reforma energética de México generara 135,000 nuevos empleos técnicos que podrían dividirse en partes iguales entre mujeres y hombres, ayudando a reducir las desigualdades de género dentro del país. Las mujeres pueden encontrar en los trabajos no tradicionales los siguientes contratiempos: discriminación, falta de credibilidad en sus capacidades, ambiente hostil en su comunidad y familia, o guía de estudios o manuales que no consideran a las mujeres como usuarias finales de esa información.



El desarrollo de estándares de competencia en el mercado solar de México junto con el programa "mujeres solares" desarrollado por GIZ, dieron a las mujeres la oportunidad de obtener una certificación como instaladoras de calentadores solares de agua y sistemas solares fotovoltaicos. Este programa fue creado para desmitificar el sector como un sector solo para hombres, cerrar la brecha entre trabajos no tradicionales, reducir la participación de la mujer en el mercado laboral informal, generar autonomía económica,



mejorar las condiciones de vida y promover el liderazgo. El objetivo era empoderar a las mujeres y apoyar la transición hacia la igualdad de género. Los incentivos para que las mujeres asistan a las formaciones fueron parte de la iniciativa. Varias empresas nacionales colaboraron con subsidios, becas y reducciones de costos para la capacitación y certificación de mujeres. Otras consideraciones fueron adaptar el horario de clases a las necesidades de las mujeres, así como proporcionar un espacio seguro donde pudieran dejar a los niños durante las clases.

Empoderar a las mujeres tiene efectos transformadores en la sociedad que les rodea. Las desigualdades de género se construyen socialmente y, por lo tanto, pueden modificarse con el tiempo. Es imperativo reconocer la participación de las mujeres en el sector energético para permitir las mismas oportunidades para todos. La transición a la descarbonización viene con la oportunidad única de equilibrar la escala de género que resulta en mejores resultados económicos para toda la sociedad.



Para lograr esto, las políticas laborales y sociales deben integrarse con los objetivos climáticos. La Organización Internacional del Trabajo (OIT) desarrolla las "Directrices para una transición justa hacia economías y sociedades ambientalmente sostenibles para todos" (2015). Las pautas introducen políticas sociales que apoyarán la transición a una economía neutral en carbono. Las recomendaciones comprenden políticas macroeconómicas, sectoriales y empresariales; derechos y seguridad y salud en el trabajo; Protección social; desarrollo de habilidades; políticas activas del mercado laboral; y diálogo social (ver Ejemplo Inspirador 18) y tripartismo (ILO, 2015).¹⁸⁹

189. https://www.ilo.org/wcmsp5/groups/public/---ed_emp/---emp_ent/documents/publication/wcms_432859.pdf

18 EJEMPLO INSPIRADOR

• *El compromiso ciudadano es fundamental para acelerar la movilidad eléctrica, el caso de Costa Rica*

Costa Rica es pionera en electromovilidad en América Latina. El número de autos y motocicletas eléctricas aumentó en 832 de 2016 a 2018. Después de dos años de debate, en enero de 2018, el país aprobó la primera ley en América Latina y el Caribe diseñada para impulsar el transporte eléctrico de cero emisiones (Ley N° 9518 - Incentivos y promoción del transporte eléctrico). Las flotas institucionales se están mudando a vehículos eléctricos, los municipios como Grecia están incorporando motocicletas eléctricas en su flota, la oficina nacional de correos tiene el objetivo de reemplazar todas sus motocicletas por otras eléctricas y ya han cambiado 15 de ellas. En 2019 se introdujo un esquema de bicicleta eléctrica privada. A medida que crece la demanda, la oferta se adapta, actualmente con 8 marcas y 35 tipos diferentes de automóviles. También es el primer país de la región en probar los autos eléctricos de celda de combustible con cero emisiones.



La participación ciudadana ha sido un motor clave para el cambio. Durante dos años, un grupo ciudadano, Costa Rica Limpia, trabajó con los representantes del Congreso para impulsar la legislación. Involucró a los medios que mostraban los beneficios para los ciudadanos de la movilidad de emisiones cero y diseñó varias innovaciones ciudadanas para generar impulso para la ley: el diseño de ferias ciudadanas de movilidad eléctrica, la formación de la Asociación Costarricense de Movilidad Eléctrica (ASOMOVE) y la colaboración con el sector eléctrico. Hoy, ASOMOVE ha atraído a un número creciente de usuarios pioneros de vehículos eléctricos que demuestran colectivamente que la movilidad eléctrica es factible en Costa Rica. Las ferias ciudadanas

continúan teniendo éxito: los usuarios de vehículos eléctricos, no las empresas, muestran el ecosistema que rodea al transporte eléctrico y cómo funciona la tecnología en la práctica. Los primeros usuarios de EV y los defensores activos son premiados, los ciudadanos prueban los vehículos eléctricos y escuchan las conversaciones de los propietarios sobre los beneficios, la experiencia de conducción y el ahorro de costos de tener un automóvil eléctrico, las empresas que trabajan en este entorno también están presentes exhibiendo sus productos. Hasta la fecha, se han llevado a cabo tres ferias en Costa Rica, con una asistencia de más de 5,000 personas por día. Se realizan durante el fin de semana para crear una experiencia familiar.

Una lección para otros países es que la participación ciudadana, en particular los usuarios de vehículos eléctricos, es crucial para el éxito de la política pública y el despliegue de la movilidad eléctrica. En Costa Rica, ASOMOVE ha asumido un papel de liderazgo en la implementación ofreciendo testimonios de la vida real, brindando retroalimentación a los responsables políticos, apoyando a los propietarios de vehículos eléctricos en la decisión de adquirir un vehículo eléctrico (y en la aplicación de la ley) y asesorando a los responsables de la toma de decisiones sobre donde desplegar cargadores eléctricos. Además, es independiente y se financia de forma privada con las tarifas anuales asociadas y las ferias. Actualmente están afiliados a un grupo latinoamericano de movilidad eléctrica, ALAMOS, y colaboran con organizaciones similares en otros países para compartir experiencias. El caso de Costa Rica va más allá de las lecciones de la propia ley: la movilidad eléctrica irá más rápido si la sociedad civil se organiza y trabaja activamente en la aprobación de las leyes y políticas de movilidad eléctrica y la implementación de estas.

CAPÍTULO 9

OPCIONES DE POLÍTICA PARA UNA TRANSICIÓN ACELERADA

El objetivo de este capítulo es analizar los elementos clave de una agenda de políticas que apoye el ritmo de transición que se busca en los sectores de la generación de electricidad y el transporte y que pueda explotar las sinergias de su evolución simultánea. Se examinan las políticas para la transición de los sectores de la electricidad y el transporte, así como las políticas para una transición acoplada. Además, se presentan estudios monográficos sobre iniciativas en la región.



El entorno normativo ha evolucionado en toda la región en apoyo de una matriz eléctrica más limpia, un desarrollo con bajas emisiones de carbono y resistente, y un sistema de transporte más limpio. En la gran mayoría de las naciones esto ha dado lugar a la promulgación de marcos normativos en apoyo de una matriz energética diversificada y renovable.¹⁹⁰ Sin embargo, existen diferencias sustanciales de política y regulación entre los países, y en algunos países, ha habido un resurgimiento de las posturas políticas que podrían retrasar la transición descrita en el informe.¹⁹¹ Las tendencias en tecnología y economía han contribuido al crecimiento del uso de energías renovables, a gran escala y GD, y están comenzando a marcar la diferencia en la aparición de vehículos eléctricos. No obstante, el grado y la velocidad de cambio necesarios para la transición a mediados de siglo hacen que el liderazgo sea crítico a través de una agenda política fuerte y audaz. Por lo tanto, es fundamental que los responsables de la toma de decisiones superen los silos y consideren políticas públicas que aborden estos dos sectores de manera conjunta. Un entorno propicio bien construido será crítico para atraer flujos de inversión hacia una transición acoplada.

El entorno normativo debe ser dinámico y adaptado al país. La economía de la transición no es inamovible, ya que los precios de la tecnología están bajando rápidamente, entran en juego nuevos elementos y los impactos del cambio climático siguen evolucionando. Por lo tanto, las políticas deben revisarse periódicamente para ayudar a los países a lograr sus NDC y cumplir los objetivos de descarbonización para 2050, así como los ODS en un entorno cambiante.

9.1 Agenda de políticas para la transición del sector eléctrico

Para asegurar el suministro de electricidad a largo plazo, en condiciones de eficiencia, calidad, fiabilidad y seguridad, y reducir la vulnerabilidad de los países a los efectos del cambio climático, algunos países de la región han desarrollado un marco legal, regulatorio y de políticas que promueve diversificación y descentralización de la matriz eléctrica por fuentes renovables.

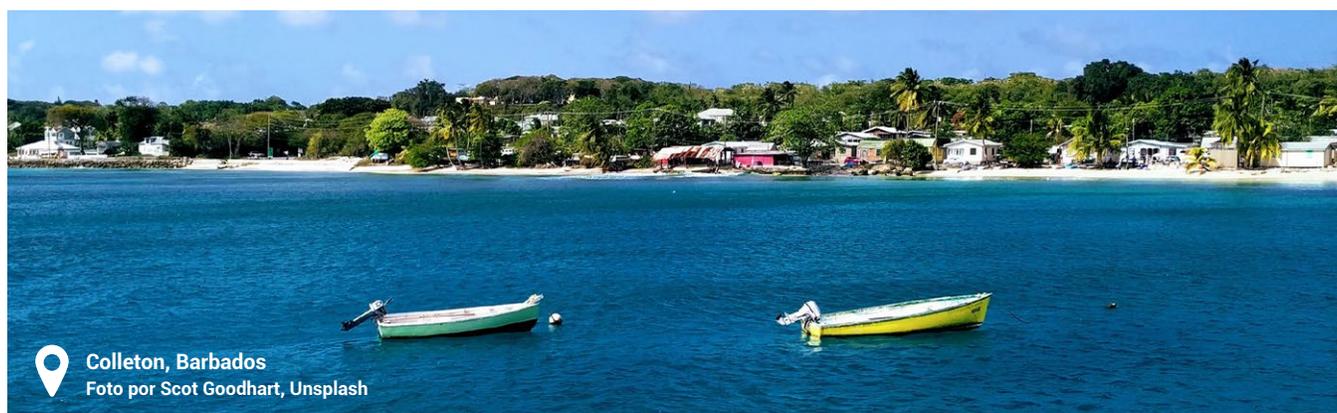
La adopción de energía renovable para la generación eléctrica se ha visto facilitada por al menos cuatro elementos de política: i) compromisos y objetivos de política bajo el acuerdo de París y una postura política favorable para mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero y mejorar la resiliencia de la infraestructura asociada a los impactos del cambio climático ; ii) el establecimiento de objetivos nacionales para la participación de las energías renovables en la matriz eléctrica; iii) adopción de normas para facilitar la inversión privada y el acceso a la infraestructura de transmisión y distribución; iv) alentar a los actores privados a competir en el mercado de la electricidad e invertir en la generación y el comercio de electricidad.

Los instrumentos de política existentes y nuevos para lograr la descarbonización de los sectores de la electricidad se resumen en la Tabla 1 y se describen con más detalle a continuación como parte de dos grandes áreas dentro del sector (medidas de descarbonización y descentralización).

190. Puede consultarse información adicional en: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Apr/IRENA_IEA_REN21_Policies_2018.pdf
191. Por ejemplo, medidas que desalentarían la entrada en el mercado o las energías renovables.

Tabla 1. Objetivos y principales instrumentos de una agenda política audaz en apoyo de la descarbonización acoplada de los sectores la electricidad y el transporte

Meta	Acciones Políticas	Instrumentos
Reducir el costo de los activos bloqueados en el sector de la generación de electricidad y la refinera.	Desalentar las inversiones de capital en la industria fósil.	<ul style="list-style-type: none"> Política energética y de transporte clara de cero emisiones para el 2050. Permitir la depreciación anticipada de los activos. Eliminar los subsidios a los combustibles fósiles.
Promover la GD, la capacidad de almacenamiento y los servicios auxiliares para proporcionar flexibilidad en la red y la integración de opciones distribuidas para garantizar que los recursos variables puedan operar de manera rentable.	<p>Promover inversiones en infraestructura de generación moderna e inteligente de transmisión, distribución y servicios auxiliares para integrar energía renovable variable.</p> <p>Regulaciones claras sobre gestión de la demanda, almacenamiento, opciones de autogeneración y distribuidas.</p>	<ul style="list-style-type: none"> Objetivos nacionales sobre DER. Desarrollo de normas técnicas para la DG. Desarrollo de mecanismos financieros públicos y privados. Certificados de energía limpia. Procedimientos de permisos para instalaciones de DG. Medición neta / facturación neta / esquemas de autoconsumo. Mandato de energías renovables para nueva construcción. Energía renovable y / o subastas de almacenamiento. Actualizar la regulación para incluir energía renovable en la contratación pública. Políticas industriales para las energías renovables. Programas de certificación de instaladores de energía solar fotovoltaica distribuida. Incentivos fiscales.
Optimizar la asignación de infraestructura de generación y transmisión para satisfacer la demanda.	Promover la integración de la red regional.	<ul style="list-style-type: none"> Intercambio de electricidad basado en el mercado con países vecinos. Integración regional del sistema de transmisión.
Internacionalización de los costos de salud y clima de las emisiones del transporte.	Desarrollar medidas fiscales o de fijación de precios del carbono que permitan la asignación de los costos de la salud y los impactos climáticos.	<ul style="list-style-type: none"> Medidas fiscales para pasar los costos a los emisores de contaminantes en el aire y GEL. Sistemas de comercio de emisiones de carbono. Utilización de los ingresos para promover inversiones públicas en infraestructura habilitante.
Facilitar la entrada al mercado de transporte eléctrico.	Eliminación de barreras normativas y políticas.	<ul style="list-style-type: none"> Objetivos nacionales en EV por segmentos. Medidas prohibitivas sobre los vehículos de combustión interna. Incentivos de tarifa eléctrica para propietarios de vehículos eléctricos. Adoptar estándares para cobrar. Revisar / modificar las normas viales. Normativa de estandarización e interoperabilidad de estaciones de carga. Regular las emisiones compuestas de la flota. Aplicar normas de tránsito y estacionamiento preferente. Normas para vehículos eléctricos de batería. Políticas industriales para la fabricación de vehículos eléctricos. Normas de emisión. Normas de eficiencia energética. Incentivos fiscales.
Sistema eléctrico fiable e interconectado para una transición acoplada.	Asegurar la resiliencia del sistema, la calidad del servicio y la protección de la información de los interesados.	<ul style="list-style-type: none"> Implementación de estándares de ciberseguridad. Estandarización de políticas para redes inteligentes. Estimular la inversión en servicios TIC. Cooperación entre naciones de la región e internacionalmente para compartir información, lecciones aprendidas y buenas prácticas.
Promover la tecnología y el desarrollo empresarial en apoyo de la transición.	Promover inversiones en Desarrollo de I + D y tecnología en tecnologías con cero carbono.	<ul style="list-style-type: none"> Política de ciencia, tecnología e innovación a favor de objetivos de cero emisiones para mediados de siglo. Medidas fiscales para apoyar las inversiones en I + D. Subvenciones para potenciar startups con un producto mínimo viable comprobado con un impacto sustancial en la descarbonización.
Abordar las desigualdades sociales y económicas.	Asegurar una transición justa.	<ul style="list-style-type: none"> Políticas de protección social. Asegurar que los empleos verdes sean decentes. Reconversión de trabajadores. Promover la participación inclusiva en los diálogos.



Colleton, Barbados

Foto por Scot Goodhart, Unsplash

Medidas de descarbonización

Objetivos nacionales

Los objetivos determinan el compromiso político hacia la descarbonización del sector eléctrico. Esto envía una señal de inversiones y tendencias para el sector privado, y transparencia para el público. La existencia de objetivos también ayuda a formular políticas. Todos los países de la región han establecido metas en materia de energía renovable (véase la Tabla 2). Tal es el caso de Barbados con su Política Energética Nacional 2019-2030, cuyo objetivo es alcanzar un 100% de energía renovable para 2030. Otros países, como Argentina, tienen objetivos específicos para la GD. Argentina definió un objetivo de instalar 1 GW de fuentes de energía renovable para 2030.

Subastas de energía renovable/almacenaje

La competitividad de los recursos de energía renovable puede maximizarse utilizando subastas de mercado para establecer precios reales de mercado y garantizar la transparencia.¹⁹² La experiencia de las subastas en la región ha sido alentadora y debería seguir promoviéndose. Las subastas deben transmitir certidumbre a los agentes del mercado y a los inversores y proporcionar orientaciones de política claras, preservando al mismo tiempo la flexibilidad a las condiciones cambiantes del mercado. En la Tabla 2 figura la lista de países de la región que cuentan con instrumentos de subasta. Las subastas específicas sobre energías renovables pueden acelerar aún más el proceso. La reciente subasta de renovables

colombiana asignó 2.2 GW de energía solar y eólica alcanzando un precio medio de 0,027 USD/kWh. La capacidad adjudicada corresponde a un 10% de la capacidad total del sistema eléctrico actual del país y equivale a una inversión de USD 2,000 millones. Esto muestra la forma en que el sector de las energías renovables está atrayendo inversiones.

Desalentar la inversión en centrales térmicas

El camino hacia la descarbonización requiere un cambio de rumbo inmediato. Si bien existe una importante capacidad instalada en la generación de electricidad con gas, carbón y, en menor medida, con petróleo, la mayor parte de la capacidad de generación necesaria para satisfacer la demanda a mediados de siglo (más del 60%) todavía no se ha construido. Los activos de generación de electricidad pueden funcionar durante períodos intergeneracionales¹⁹³ y, por lo tanto, es importante que se emita ahora una señal firme para evitar el bloqueo adicional de las emisiones, que al final pueden convertirse en activos bloqueados. Un primer paso importante es asegurar que toda nueva capacidad se base en fuentes de energía renovables. Se necesitan directrices de política para desviar las inversiones de los combustibles fósiles para la generación de electricidad y establecer disposiciones de clausura para las centrales térmicas. Entre los ejemplos de instrumentos fiscales cabe citar la eliminación de los subsidios a los combustibles fósiles (véase el Ejemplo inspirador 19) y la imposición de la capacidad de generación de combustibles fósiles.

192. Puede consultar una buena revisión de los criterios y ventajas de las subastas de energía en: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/Jun/IRENA_Renewable_Energy_Auctions_A_Guide_to_Design_2015.pdf;

193. <https://qz.com/61423/coal-fired-power-plants-near-retirement/>;

19 EJEMPLO INSPIRADOR

• *Subsidios a los combustibles fósiles – implicaciones sociales de su eliminación*

Para enfrentar el cambio climático, es necesario fijar un precio al carbono en los combustibles fósiles, pero la realidad en muchos países es que estos combustibles han sido subsidiados durante décadas, y todavía lo son. La eliminación de los subsidios dará como resultado una reducción de las emisiones de carbono, una mejor calidad del aire para la población y ahorros para los estados. Sin embargo, si no se maneja de manera adecuada, el proceso puede provocar agitación social como se vio este último mes en los países latinoamericanos.



En Ecuador, la decisión de poner fin a los subsidios gubernamentales a los precios del combustible, como parte de un acuerdo con el Fondo Monetario Internacional (FMI) para reducir el gasto público, desencadenó en una huelga en el sector del transporte y protestas en todo el país. Los enfrentamientos entre los manifestantes y la policía antidisturbios llevaron al presidente a declarar un estado de emergencia nacional. Sin subsidios, los precios del combustible aumentaron 123%, más específicamente, el diésel pasó de 1.03 USD/galón a 2.27 USD/galón, mientras que la gasolina aumentó de 1.85 USD/galón a 2.30 USD/galón. Se gastan un total de USD 1,300 millones por año en subsidios para combustibles fósiles. La paz fue devuelta a la capital después de que se llegó a un acuerdo entre el gobierno y los líderes indígenas para reinstalar los subsidios. La eliminación de los subsidios a los combustibles fósiles fue la

medida más controvertida entre un paquete de medidas presentes por el gobierno que incluyó una reducción del 20% en los empleos temporales del sector público, un recorte de vacaciones a la mitad para los empleados públicos y una contribución que representa un día de salario al mes.



Al mismo tiempo, Chile está experimentando disturbios masivos después de que el gobierno anunció un aumento del 4% en la tarifa subsidiada del metro, por un total de CLP30 por viaje. Más de 1.2 millones de personas protestaron por las calles. Esta ha sido la mayor protesta que el país ha visto desde el regreso de la democracia hace 30 años. El presidente pidió un estado de emergencia enviando a los militares a patrullar las calles con toque de queda en varias ciudades de todo el país. A pesar de la suspensión del alza de precios y las promesas de reformas sociales y económicas, los disturbios continuaron evidenciando el descontento de Chile con altas desigualdades económicas, atención médica costosa, servicios de baja calidad y bajas pensiones, entre otros. Ambos casos se asemejan a los del Movimiento de los Chalecos Amarillos en Francia, que persigue la justicia económica en relación con el aumento de los precios del combustible y el alto costo de la vida. Las protestas de este grupo implican manifestaciones, bloqueos de carreteras y algunos se han convertido en grandes disturbios.



19 EJEMPLO INSPIRADOR

• *Subsidios a los combustibles fósiles – implicaciones sociales de su eliminación*

Para cumplir con el Acuerdo de París y mantener las temperaturas por debajo de 1.5 °C es imperativo eliminar los subsidios a los combustibles fósiles, ya que otras tecnologías más limpias ya son competitivas en cuanto a costos (eólica) y/o están a punto de alcanzar la paridad de costos (automóviles con motor eléctrico) con las tecnologías basadas en la



energía térmica fósil. No obstante, la eliminación de los subsidios debe hacerse de manera progresiva para reducir el impacto en los consumidores y debe ir acompañada de mecanismos de compensación para la población más vulnerable, abordando las áreas de desigualdad social. Es aconsejable que este tipo de medidas no formen parte de un conjunto de nuevas políticas que puedan afectar negativamente a sectores de la población. Por el contrario, deben ser un paquete por sí solas con las medidas de compensación o asociadas a políticas que generen un beneficio para la sociedad. Por otra parte, la participación ciudadana, así como la implicación de todos los interesados en la discusión de la nueva legislación es de la mayor importancia para lograr un consenso y que todos los intereses estén representados. A fin de lograr un resultado satisfactorio y pacífico es importante desarrollar campañas de sensibilización y educación para que la población comprenda los cambios en las políticas y apoye el proceso.

Apoyo público directo a inversiones en infraestructura moderna de T&D para permitir la integración de DER

La propiedad y gestión de la infraestructura de transmisión y distribución refleja una creciente participación privada y la adopción de condiciones de mercado abierto. Aun así, muchos activos permanecen bajo la tutela del sector público. No actualizar la infraestructura de T&D podría poner en peligro el despliegue de los activos de energía renovable. Las incursiones adicionales de energía renovable requieren mayor flexibilidad, capacidad de almacenamiento e integración de opciones distribuidas para garantizar que los recursos variables puedan operar de manera rentable.

Integración regional del sistema de transmisión

La región ya tiene los componentes básicos de un sistema de transmisión regional. Los vínculos entre Brasil, Argentina, Uruguay y los países de los Andes y el vínculo del mercado andino con América Central se encuentran entre los próximos pasos lógicos. Los sistemas de transmisión multinacionales han demostrado ser efectivos para permitir una penetración más rápida de las energías renovables. Potencialmente permite una asignación más eficiente de la capacidad de generación para satisfacer la demanda combinada. Además, en principio permite que los depósitos de energía hidroeléctrica compartan cualquier capacidad de almacenamiento para abordar las cargas base. Puede promoverse mediante la creación de un intercambio de electricidad basado en el mercado con los países vecinos. La interconexión debe hacerse evitando cualquier impacto en los ecosistemas naturales. En el caso de Dinamarca y Uruguay, el intercambio de energía basado en el mercado con los países vecinos ha sido la herramienta más importante para hacer frente a la entrada al mercado de la energía eólica. Dinamarca también ha implementado señales de precios rentables para promover la flexibilidad del lado de la demanda para acomodar los patrones de generación de la opción eólica. La integración de la generación distribuida y la capacidad de almacenar energía también han sido parte de la transición del



sistema eléctrico en Alemania¹⁹⁴ Los recursos variables se integran plenamente y muy poco de la demanda neta es ahora no fluctuante.

Políticas industriales para la energía renovable

Este tipo de políticas respalda el desarrollo de nuevas industrias y la adopción de nuevas tecnologías al ofrecer protecciones, incentivos y prioridad a las industrias nacionales de un determinado sector, en este caso el sector de las energías renovables. Un buen ejemplo de ello es la Estrategia Nacional de Contenido de México, elaborada por la Unidad de Contenido Nacional y Promoción de Cadenas Productivas e Inversión en el Sector Energético de la Secretaría de Economía. La estrategia de Contenido Nacional tiene por objeto promover el desarrollo de los proveedores nacionales estableciendo una participación de los productos locales en las adquisiciones gubernamentales. De esta manera, se logra un efecto positivo indirecto sobre las cadenas productivas de valor y la creación de empleo en el país. Otro ejemplo es el implementado por la Secretaría de Energía del Gobierno de Argentina, que ha creado un instrumento para promover la Fabricación Nacional de Sistemas, Equipos e Insumos para Generación Distribuida (FANSIGED) con el objetivo de impulsar el despliegue de proveedores nacionales de sistemas de energía distribuida renovables. Esto se logrará mediante el desarrollo de programas de capacitación de instaladores y la certificación de las

normas de tecnología y los criterios de elegibilidad de las empresas de instalación. El desarrollo de la industria local de energía fotovoltaica distribuida ayudará a crear nuevas fuentes de empleo y a aumentar la competitividad de los países en una industria mundial en evolución.

Medidas de descentralización

Esquemas de medición neta/facturación neta

Muchos países de la región han establecido esquemas de facturación para inyectar el excedente de autogeneración a la red. Las políticas determinan el tamaño de las instalaciones que pueden beneficiarse de este incentivo. Las políticas de medición neta están comenzando a repensarse dado que el pago por los servicios de distribución no se contabiliza en la estructura del esquema. Ejemplos de actualizaciones son (i) la introducción de una factura mínima o fija que no puede compensarse con un exceso de producción solar y (ii) ajustes de la estructura de vencimiento de créditos de la energía inyectada a la red. En cualquier caso, la medición neta es un instrumento crucial para la adopción de la generación distribuida, especialmente en las primeras etapas del desarrollo del mercado. Los países de la región con el mercado de GD más desarrollado, como Brasil y México, cuentan con medición neta entre su cartera de políticas energéticas (ver Tabla 2).

194. <https://energypost.eu/how-german-energiewendes-renewables-integration-points-the-way/>;

Tabla 2. Políticas de energía existentes en algunos países de la región

	Objetivos nacionales de ER	Mediciones netas	Depreciación acelerada	Exención VAT	Exención de impuestos de importación	Impuesto al carbono	Certificados de energía limpia	Suministro prioritario	Subastas
Antigua y Barbuda	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Argentina	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Bahamas	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Barbados	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Belice	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Bolivia	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Brasil	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Chile	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Colombia	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Costa Rica	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Cuba	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Dominica	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Rep. Dominicana	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Ecuador	■	■	■	■	■	■	■	■	■
El Salvador	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Granada	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Guatemala	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Guyana	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Haiti	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Honduras	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Jamaica	■	■	■	■	■	■	■	■	■
México	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Nicaragua	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Panamá	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Paraguay	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Perú	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Saint Kitts y Nevis	■	■	■	■	■	■	■	■	■
San Vicente y las Granadinas	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Santa Lucía	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Surinam	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Trinidad y Tobago	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Uruguay	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Venezuela	■	■	■	■	■	■	■	■	■

Fuente: Climatescope (<http://global-climatescope.org/policies>), Indicadores regulatorios para energía sostenible (RISE, Banco Mundial - <https://rise.esmap.org/>), IRENA 2015 ¹⁹⁵

195. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/IRENA_RE_Latin_America_Policies/IRENA_RE_Latin_America_Policies_2015.pdf

Almacenamiento

Las políticas que promueven / habilitan la adopción del mercado y las inversiones en capacidad de almacenamiento tienen sentido para permitir que el sistema acomode fracciones crecientes de recursos de energía variables que permitirían una gestión rentable de las demandas máximas, incluido el recorte de picos (peak shaving). Además, le da estabilidad a la red. La República Dominicana ha adoptado regulaciones para favorecer el almacenamiento de energía mediante la remuneración de los servicios de regulación de frecuencia.

Procedimientos de permisos e interconexión.

La existencia de procedimientos de permisos de generación e interconexión puede obstaculizar el despliegue de la GD de energía renovable debido a los retrasos y la desconfianza en el proceso. Con el fin de incentivar la inversión privada, México, en el marco de la Ley de Transición Energética, establece que las centrales eléctricas de menos de 0.5 MW no necesitan permiso para generar electricidad y también simplifica el proceso de interconexión a la red. Además, para acelerar el despliegue de la GD, el país también ha normalizado los modelos de contratos para los proveedores de energía. Todos estos elementos favorecen el desarrollo de un mercado solar.

Comunidades solares

Se refiere a una instalación solar local cuya electricidad es compartida por más de una propiedad en el área. Esta estructura permite a los propietarios o arrendatarios tener acceso a una energía limpia y asequible, independientemente de los atributos físicos o la propiedad del edificio, así como a los clientes que no prefieren un sistema instalado en sus tejados. Los consumidores pueden suscribirse a través de diferentes tipos de planes según sus necesidades, ofreciendo flexibilidad al cliente y eliminando la ansiedad de estar suscrito a un contrato a largo plazo. Brooklyn tiene el mayor proyecto solar comunitario de la ciudad de Nueva York, con 200 clientes residenciales y comerciales pequeños, de los cuales el 10% son clientes de bajos ingresos, lo que demuestra que este tipo de proyecto puede abordar las desigualdades sociales ofreciendo oportunidades accesibles para todos.

Terceros propietarios

Una empresa de energía solar es propietaria y mantiene un sistema solar en el tejado y vende la energía a los propietarios de las viviendas a través de PPA o arrienda el equipo por una cuota, encargándose en ambos casos del mantenimiento del sistema. Permitir este mecanismo aceleraría el despliegue de la generación distribuida ya que elimina el costo inicial de la instalación de sistemas en los tejados para los propietarios de las viviendas.

Programas voluntarios de energía renovable

Pueden ser proporcionados por el gobierno u otras organizaciones locales para estimular la transición energética. Estos programas suelen ayudar a un sector específico a comprender los beneficios y oportunidades para, por ejemplo, adquirir medidas de energía eléctrica o comprar energía verde o mejorar el sistema de transporte de la empresa. Un ejemplo de un programa en la región es el Programa de energías renovables y eficiencia energética para edificios públicos en Santiago de Chile, dirigido por el Ministerio de Energía. Una iniciativa de este programa es el Programa de Tejados Públicos Solares, en el que se instalarán 18 proyectos solares fotovoltaicos en escuelas públicas, hospitales y algunos edificios emblemáticos de Santiago. Esto hará que la tecnología sea visible para el público y promoverá su despliegue. Otro programa, ubicado en Brasil, "Minha Casa, Minha Vida" promueve el transporte de la electricidad mediante el uso de la energía solar térmica para calentar agua (véase el Ejemplo inspirador 20)



20 EJEMPLO INSPIRADOR

• El mercado de calentadores solares de agua en Brasil es responsable de transportar 9.7 GWh en 18 años

El Gobierno Federal de Brasil promovió el uso de calentadores de agua solares a través del programa "Minha Casa Minha Vida", ofreciendo nuevas estructuras financieras y estimulando el desarrollo de la fabricación local de esta tecnología.



El programa "Minha Casa Minha Vida" ha impulsado la instalación de 14.8 millones de m² en colectores solares durante los últimos 18 años, produciendo el 10% de esa cantidad anualmente por las empresas industriales locales. Desde 2012, la instalación del sistema de calentadores solares se ha convertido en obligatoria bajo este programa para el cual se ofrecen subsidios de aproximadamente 610USD para el equipo y la instalación. El financiamiento es otorgado por la CAIXA, el Banco del Estado, que exige que el equipo financiado cumpla con los requisitos de evaluación de conformidad del INMETRO (Instituto Nacional de Metrología, Normalización y Calidad Industrial) y se instale de acuerdo con directrices específicas.

La dependencia de Brasil de la energía hidroeléctrica, que representa el 70% de la demanda de energía, desencadenó una crisis energética durante 2001-2002 debido a la grave falta de lluvias, que dio lugar a una serie de apagones que impulsaron al Gobierno a

buscar alternativas eficientes y renovables para disminuir el uso de la electricidad y reducir los cortes de electricidad en el país. Una de las soluciones identificadas por los encargados de la adopción de decisiones fue la sustitución de los calentadores eléctricos de agua en las residencias e industrias (el 76% de los hogares utilizan calentadores eléctricos de agua) por sistemas de calentamiento solar. El país ha estimado la existencia de 47,430,000 unidades de calentadores eléctricos de agua con un consumo simultáneo de 108,140 MW de potencia, lo que representa el 24% de la demanda total de electricidad. Su uso generó una sobrecarga en el sistema eléctrico que se tradujo en picos de consumo eléctrico entre las 7:00 y 8:00 de la mañana y las 18:00 y 20:00 de la tarde.



Al promover el mercado de la energía solar térmica, el país pudo reducir 9.7 GWh en el consumo de electricidad para calentar agua y 4.22 millones de toneladas de CO₂ de la red. Brasil es actualmente el país con más m² de colectores solares instalados en América Latina (14.8 millones de m²) y el quinto a nivel mundial. La industria local de calentadores solares tiene un valor de 7.97 billones de dólares, generando un mercado de 616 millones de dólares anuales, aumentando la competitividad nacional.

Incentivos fiscales

Los gobiernos de la región han utilizado incentivos fiscales para promover el despliegue de la energía renovable, especialmente al principio, cuando los LCOE estaban por encima de los de los combustibles fósiles. A pesar de que algunas tecnologías renovables han alcanzado la paridad de costos con las plantas de generación basadas en combustibles fósiles, las exenciones fiscales siguen presentes en los países de ALC y son una forma de incentivar también la inversión y desarrollar aún más el mercado, lo cual es crucial si se pretende lograr un sector eléctrico totalmente renovable. Véase en la Tabla 2 la lista de países que ofrecen incentivos fiscales.

9.2 Agenda de políticas y medidas para el transporte eléctrico

Con respecto a las políticas públicas y el marco legal, los países y ciudades de la región han tratado de guiar y estimular el desarrollo de la movilidad eléctrica de varias maneras (Tabla 3). Países como Colombia y Costa Rica tienen vigentes leyes integrales de movilidad eléctrica y hay varios otros con iniciativas en marcha para formular instrumentos legales similares. También hay un grupo más amplio de países con instrumentos legales o reglamentarios parciales, algunos proporcionan incentivos fiscales y no fiscales, otros regulan la eficiencia de la flota de automóviles y otros fomentan el desarrollo de industrias y empresas asociadas con la movilidad eléctrica. También hay un amplio grupo de países con un desarrollo incipiente de estos instrumentos.

Por otro lado, países como Colombia, Chile, Costa Rica y Panamá ya tienen estrategias o planes nacionales de movilidad eléctrica: Argentina, México y Paraguay están en proceso de formular sus propias estrategias. En este sentido, vale la pena mencionar el surgimiento de objetivos asociados con el despliegue de la movilidad eléctrica por países y ciudades (Tabla 4). La transición al transporte eléctrico se encuentra en una etapa temprana y requerirá una agenda de apoyo mucho más contundente. La región se encuentra en una etapa temprana para evaluar el impacto de estos instrumentos de política pública y marco legal. Se concluye que no existe una solución o enfoque único a este respecto y que existe un gran interés en la región para continuar creando un clima propicio para el desarrollo y la regulación de tecnologías como la movilidad eléctrica. Sin lugar a duda, vale la pena monitorear el impacto de este tipo de instrumentos a través de revisiones periódicas para alinear el entorno propicio con los desarrollos tecnológicos y el contexto y las prioridades de cada país y ciudad de la región.

Vehículos comerciales todo segmento

Objetivos nacionales

Como se mencionó anteriormente, los objetivos nacionales establecen el objetivo para la formulación de políticas y reflejan el compromiso del gobierno con la causa. Chile ha establecido un objetivo nacional de lograr el 40% de los vehículos eléctricos para el 2050. La Tabla 3 describe los objetivos de transporte eléctrico para varios países de la región.



Tabla 3. Políticas de transporte existentes en algunos países de la región

	Antigua y Barbuda	Argentina	Brasil	Chile	Colombia	Costa Rica	Ecuador	México	Panamá	Paraguay	Perú	Rep. Dominicana	Uruguay
Impuesto de valor agregado	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Exención de impuesto de importación	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Otros incentivos de compra	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Exención de impuesto a la propiedad y circulación	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Exención de peajes y cargos de estacionamiento	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Otros incentivos por uso y circulación	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Exención de restricción vehicular	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Tasas eléctricas diferenciadas	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Regulación para estaciones de carga	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Estrategia de electromovilidad nacional	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

■	Incentivo completado para vehículos eléctricos / instrumento aprobado y en funcionamiento
■	Incentivo parcial para vehículos eléctricos / instrumento en fase de diseño

Fuente: Informe de Movilidad Eléctrica 2019, MOVE, PNUMA, 2019

21 EJEMPLO INSPIRADOR

• *Electrificando el sistema público de buses de Chile a través de un nuevo proceso de licitación*

Chile ahora está ejecutando un proceso de licitación para renovar la flota de autobuses de transporte público. A través de este proceso, el país permitirá la entrada de 2,000 autobuses que deben cumplir con ciertas características de seguridad, accesibilidad y conectividad, entre otros. Una característica principal de la licitación es que separa el suministro de autobuses (gastos de capital) y la operación de rutas (gastos operativos) entre los diferentes contratistas. Esto permitirá una mejor supervisión de las empresas y un servicio de mejor calidad. El proceso contempla la adquisición de una variedad de autobuses para satisfacer diferentes necesidades. La licitación no se

limita solo a los autobuses eléctricos, pero existen incentivos adicionales para esta tecnología, como períodos de contrato más largos, 14 años en comparación con 10 para los autobuses con motor de combustión interna. La estructura del modelo de negocio, junto con las características de la figura de los proveedores de buses, incrementará la participación del sector financiero privado en términos de financiación así como en inversiones.



Adopción del modo totalmente eléctrico en las flotas gubernamentales

El gobierno puede dar ejemplo actualizando los requisitos de adquisición nacional para asegurar que todas las futuras compras de vehículos sean vehículos eléctricos de batería. A través del Programa de Energía Inteligente del Sector Público, el gobierno de Barbados financiará una flota de vehículos eléctricos del gobierno alimentados con energía renovable para promover el uso de transporte de bajo carbono en el país. Otro ejemplo es el municipio de Independencia en Chile que ha renovado su flota con vehículos 100% eléctricos.

Adoptar vehículos eléctricos en el sistema de transporte público y flotas

La región ya es líder en la adopción de los BRT. Los BRT han demostrado ser rentables y tienen una aceptación relativamente buena. La adopción del

modo eléctrico para uso exclusivo en los sistemas BRT debería ser una prioridad. Tendría un efecto en la aceptación de los sistemas y reduciría las emisiones en las zonas urbanas. La factibilidad económica está mejorando rápidamente. Además, el mercado de autobuses de la región justifica la promoción de soluciones locales para el tipo y las características de los vehículos. Más allá de la adopción de los motores eléctricos, la expansión de los BRT y otros sistemas de transporte público en las zonas urbanas daría lugar a una reducción de la congestión y a un menor impacto en la productividad y la morbilidad. En 2019 se aprobó la Ley Orgánica de Eficiencia Energética del Ecuador, en la que se establece que todas las nuevas adquisiciones de transporte público para el área metropolitana a partir de 2025 serán eléctricas. Como anécdota, en enero de este año, Chile lanzó el primer autobús interurbano de la región que opera en una ruta de 90 km desde Santiago hasta la ciudad de Rancagua (empresa Turbus).

Proceso de licitación para el transporte público de pasajeros

El desarrollo de procesos de licitación para el transporte público de pasajeros es crucial para aumentar la penetración de los autobuses eléctricos en la región. Esto dará como resultado una reducción de precios de los autobuses eléctricos que acelerarán su despliegue. Además, se están desarrollando nuevas estructuras de proceso de licitación para impulsar este segmento de mercado, como son los ejemplos de Colombia y Chile (Ver Ejemplo Inspirador 21).

Colombia acaba de adquirir 379 autobuses eléctricos para el sistema de autobuses de metro TransMilenio en Bogotá, con BYD como ganador. Se estima que en su primer año de operación la flota reducirá las emisiones de CO₂ en 21,900 toneladas y las partículas contaminantes PM_{2.5} en 526 kilogramos. Además, el OPEX de los autobuses eléctricos será un 60% más bajo en comparación con los autobuses tradicionales que funcionan con diésel.

Normas CO₂ para vehículos pesados

El establecimiento de este tipo de normas puede ayudar a reducir las emisiones al tiempo que incentiva el cambio a vehículos eléctricos u otras fuentes alternativas (como el hidrógeno), ya que el cumplimiento de las normas hará que el vehículo sea más caro mientras que los vehículos eléctricos se vuelven más competitivos. La UE ha desarrollado normas de CO₂ para los nuevos vehículos pesados que entran en vigor en enero de 2019. Según esta norma, el objetivo es la reducción de las emisiones promedio de CO₂ de los segmentos de vehículos pesados de mayores emisiones en un 15% en 2025 y en un 30% en 2030, a partir de una línea base creada con datos de 2019 y 2020.

Normas de eficiencia energética

Estos son instrumentos cruciales para impulsar el sector del transporte hacia la sostenibilidad e incentivar el despliegue de vehículos eléctricos a medida que aumenta el costo de los vehículos de combustión interna. La política ROTA 2030 de Brasil establece nuevos estándares de eficiencia energética y seguridad que los fabricantes deberán cumplir si

quieren evitar multas. En cuanto a la sostenibilidad, los fabricantes de automóviles tendrán que mejorar la eficiencia energética en un 11%, lo que afectará directamente al consumo de combustible. El requisito de eficiencia se mide en todos los modelos, lo que se espera que aumente la proporción de vehículos eléctricos o híbridos para alcanzar el objetivo del 11%, lo que ayuda a impulsar los vehículos eléctricos en el país.

Mecanismo de tarifas para vehículos ligeros

Para lograr una alta penetración de vehículos eléctricos, las primeras etapas de desarrollo requieren medidas para desincentivar el uso de MCI. Las tarifas reducen el uso de vehículos MCI al establecer un cargo para vehículos con altas emisiones de CO₂ y un descuento para vehículos con bajas emisiones.

Incentivos no monetarios para la adopción de vehículos eléctricos

Se pueden usar diferentes instrumentos para crear incentivos adicionales para la adopción de vehículos eléctricos, como lugares de estacionamiento gratuitos, carriles preferenciales y exenciones de peaje (consulte la Tabla 3). Costa Rica aprobó la primera ley centrada únicamente en incentivos para el transporte eléctrico en la región, que incluye incentivos monetarios y no monetarios, entre ellos el acceso al crédito (ver el Ejemplo Inspirador 22 para más detalles)



Tabla 4. Objetivos del transporte eléctrico para algunos países en ALC, 2019

<p>Barbados</p> <p>Política energética nacional de Barbados 2019-2030</p> <p>100% energía renovable y neutralidad de carbono para 2050.</p>	<p>Ecuador</p> <p>Proyecto de ley de eficiencia energética</p> <p>TODO vehículo que se incorpore al transporte público, deberá ser eléctrico y tendrá tarifas eléctricas diferenciadas preferenciales a partir del 2025.</p>
<p>Chile</p> <p>Estrategia Nacional de Electromovilidad</p> <p>100% del transporte público electrificado para 2050.</p> <p>40% del transporte privado electrificado para 2050.</p>	<p>México</p> <p>Programa integral de movilidad de Ciudad de México</p> <p>500 trolebuses para Corredores Cero Emisiones de STE (Servicios de Transporte Eléctrico) en la CDMX para 2024.</p>
<p>Colombia</p> <p>Plan de desarrollo nacional</p> <p>600 mil vehículos eléctricos para 2030.</p>	<p>Panamá</p> <p>Estrategia Nacional de Electromovilidad</p> <p>10-20% del total de la flota de vehículos privados serán eléctricos para 2030.</p> <p>25-40% de las ventas de vehículos privados serán eléctricos para 2030.</p> <p>15-35% de los autobuses de las flotas de concesiones autorizadas serán eléctricos para 2030.</p> <p>25-50% de las flotas públicas estarán compuestas por vehículos eléctricos para 2030.</p>
<p>Costa Rica</p> <p>Plan de descarbonización</p> <p>70% de buses y taxis cero emisiones para 2035.</p> <p>100% de buses y taxis cero emisiones para 2050.</p> <p>25% de la flota de vehículos ligeros será de cero emisiones en 2035.</p> <p>60% de la flota de vehículos ligeros será de cero emisiones, con porcentajes más altos en el caso de los de uso comercial y gubernamental para 2050.</p>	<p>Paraguay</p> <p>Política Energética Nacional 2040 (PEN 2040)</p> <p>20% de los vehículos estatales serán eléctricos para el 2020.</p>

Fuente: Informe de Movilidad Eléctrica 2019, MOVE, PNUMA, 2019

Medidas fiscales a corto plazo para reducir las diferencias de precios existentes con los vehículos MCI.

Ofrecer créditos fiscales, impuesto a las ventas reducido, exenciones de impuestos de importación para compras de vehículos eléctricos. Muchos países de la región ofrecen hoy aranceles de importación del 0% sobre vehículos eléctricos. Colombia es un ejemplo con el Decreto 2051 de 2019, por el cual las importaciones de impuestos para vehículos eléctricos se redujeron al 0%. (Ver Tabla 3).

Infraestructura de carga

Promover el despliegue de infraestructura de carga

Los promotores inmobiliarios, los gobiernos locales, las zonas comerciales, la industria hotelera y otros, deben disponer de incentivos para promover el desarrollo de la infraestructura de carga, a fin de ofrecer alternativas para la carga de vehículos eléctricos.

22 EJEMPLO INSPIRADOR

• *Primera ley en la región dedicada exclusivamente a la movilidad eléctrica*

En 2018, Costa Rica aprobó la primera ley centrada únicamente en incentivos para el transporte eléctrico en la región. La ley contempla no solo incentivos económicos sino también facilidad de uso en circulación y acceso a financiamiento. El país declaró la promoción del transporte eléctrico de interés público. Esto está en línea con los acuerdos internacionales ratificados por el país, así como con el artículo 50 de la constitución, que establece que "toda persona tiene derecho a un medio ambiente sano y equilibrado".



La ley establece exenciones fiscales sobre el impuesto general a las ventas, los impuestos selectivos al consumo y los impuestos a la importación. El porcentaje exento en cada caso dependerá del precio del vehículo eléctrico. Además, los vehículos eléctricos se librarán del pago del impuesto a la propiedad durante cinco años a partir del momento de la nacionalización o producción en el caso de vehículos fabricados o ensamblados dentro del territorio nacional. El monto exento disminuye en una modalidad porcentual dentro del plazo de cinco años. Además, cada Consejo Municipal puede especificar si y el mecanismo por el cual los vehículos eléctricos pueden estar exentos de las tarifas de estacionamiento.



Además de los incentivos económicos, los automóviles, motocicletas, vehículos de transporte de carga, minibuses o autobuses con placa verde no estarán sujetos a restricciones vehiculares en el área metropolitana y pueden usar espacios de estacionamiento especiales designados en estacionamientos públicos o privados. La ley también promueve el acceso al crédito para la compra de vehículos eléctricos, entre otras direcciones para servicios públicos, contratación pública, transporte público y obligaciones para los importadores de vehículos eléctricos.



Es importante destacar que la creación de esta ley incorpora la amplia participación de diversos actores sociales, tanto públicos como privados, así como ciudadanos organizados. Además, la ley está alineada con el proyecto de descarbonización lanzado por Costa Rica para lograr la neutralidad de carbono en sus emisiones para 2050, convirtiéndose en el primer país de la región en presentar un plan ambicioso y concreto de este tipo.

Interoperabilidad y estándares para la infraestructura de carga

A fin de acelerar el mercado de vehículos eléctricos en la región y dentro de los países es importante desarrollar normas e interoperabilidad para la infraestructura de carga. Debe haber una comunicación e intercambio de información abiertos entre los sistemas, sin tasas de propiedad para los estándares. Esto garantiza la seguridad, la fiabilidad y la facilidad de uso de la infraestructura de cobro, lo que da lugar a un mercado integrado. El primer

proyecto de interoperabilidad transnacional en la región se está desarrollando entre Argentina y Chile (véase el Ejemplo inspirador 9 en el capítulo 8).

Regulación para la instalación de infraestructura de carga

Con el objetivo de ofrecer un buen servicio, la regulación de la seguridad y el control de las instalaciones de carga de los vehículos eléctricos es una necesidad. Esto facilitará la recopilación de información, la verificación de las normas, las inspecciones y el desarrollo de aplicaciones asociadas para servir a los clientes. En este sentido, Chile cuenta con una regulación de la electromovilidad vigente que aborda temas como el etiquetado y la seguridad, temas energéticos como las normas de instalación eléctrica, servicios de calidad para los sistemas de distribución, y temas ambientales asociados al retiro de baterías. Este reglamento también establece que las instalaciones de las estaciones de carga de los vehículos eléctricos deben declararse mediante la cumplimentación de un formulario electrónico. Además de los beneficios mencionados anteriormente, este procedimiento permitirá al gobierno determinar las lagunas y oportunidades y orientar el desarrollo de la infraestructura. Además, la reglamentación que se está elaborando incluye requisitos técnicos para las instalaciones de infraestructura de carga, así como la homologación de los cargadores de vehículos eléctricos.

Desincentivo de la inversión en refinerías

Al igual que en el caso de las centrales térmicas, deben existir políticas que disuadan de añadir capacidad de refinado. Esto indicaría al sector que la futura demanda de energía por parte de los motores de combustión interna se está eliminando gradualmente. Además, los planes de retiro anticipado de las refinerías deberían estructurarse de manera que se minimice el valor de los activos bloqueados.

9.3 Políticas para una transición acoplada

Para lograr una transición acoplada del sector eléctrico y del transporte hay un conjunto de políticas

pertinentes a ambos sectores, que se examinan a continuación. No obstante, las políticas mencionadas específicamente en relación con el sector del transporte y la energía eléctrica deben formularse conjuntamente para acelerar esta transición.

Digitalización

La tecnología digital es fundamental para aprovechar las sinergias entre un sector de transporte electrificado y una matriz eléctrica de energía renovable. La elaboración de normas de seguridad y de un protocolo de comunicación abierto para garantizar la interoperabilidad es una parte crucial del rompecabezas para lograr la transición.

Precios al carbono/mercados de carbono

Esta es una de las medidas con un mayor impacto potencial. Ya existen mercados de carbono en funcionamiento en la región, incluidos Colombia (véase el ejemplo inspirador 23), Chile, México y un mercado regional propuesto para las naciones del Pacífico. Las experiencias en el diseño y funcionamiento pueden servir de base para la expansión y adopción en otros países. Un mercado regional sólido basado en la integridad ambiental mejoraría aún más la eficiencia económica. Una característica fundamental es el nivel del costo del carbono que debe fijarse a un nivel que marque la diferencia. Los instrumentos de fijación de precios del carbono, incluidas las medidas



23 EJEMPLO INSPIRADOR

• *Impuesto nacional de Colombia a los combustibles fósiles*

En diciembre de 2016, en el marco de la reforma fiscal estructural, el Gobierno de Colombia introdujo un impuesto nacional sobre los combustibles fósiles, excepto el carbón y el gas natural para la generación de energía. Este impuesto puede considerarse como una innovación en la política fiscal debido a tres elementos principalmente: i) establece que la recaudación del impuesto tiene un destino específico para proyectos de cambio climático, ii) permite el uso de reducciones de emisiones de GEI como compensación a evitar el pago de impuestos y iii) el impuesto incorpora beneficios ambientales y sociales, en particular, la reducción de las emisiones de GEI y el no impacto de la población más pobre.



Este impuesto es un impulsor de la política climática en Colombia, ha activado las inversiones en el territorio, y ha logrado proveer recursos al Estado colombiano para hacer frente al cambio climático.

Otro beneficio de este instrumento es el fortalecimiento legal y tecnológico de los sistemas de información para monitorear, informar y verificar las acciones de mitigación y adaptación que se implementan en Colombia. Este impuesto desencadenó la acción climática en el país a través de varios frentes, como la participación de nuevas organizaciones gubernamentales, sector privado, el mundo académico y de inversores en la acción climática colombiana. La implementación del impuesto permitió al Ministerio de Finanzas, la Autoridad Tributaria Nacional, la superintendencia financiera, así como a los grandes distribuidores y consumidores de combustible, centrar su atención en las NDC colombianas y, por lo tanto, en el Acuerdo de París. Este instrumento



fue muy útil para inducir nuevos esquemas de organización y arreglos institucionales innovadores para el cambio climático. El mecanismo para evitar el pago de impuestos generó un interés creciente por parte de las comunidades forestales, las empresas del sector de las energías renovables, así como los gobiernos subnacionales involucrados en proyectos de movilidad sostenible o gestión de residuos. Dentro de este mecanismo, muchos de ellos comienzan a acelerar la implementación de proyectos de reducción de emisiones de GEI destinados a apoyar los objetivos nacionales en materia de cambio climático.

Este es un ejemplo de cómo, a través de una señal de precios ambiciosa, dinámica y estable, es posible guiar las inversiones y contribuir a la organización de los Estados y el sector privado en torno a la gestión del cambio climático. Este impuesto recaudó aproximadamente USD 160 millones en su primer año de implementación, movilizó alrededor de 8 millones de toneladas de reducciones de emisiones de CO₂-eq y ha sido considerado por otros países de la región como un ejemplo para el diseño o actualización de otros impuestos en América Latina. Este impuesto impulsó una sinergia importante entre las empresas productoras o importadoras de combustibles fósiles, los desarrolladores de proyectos y los propietarios, así como con las organizaciones gubernamentales.



Este impuesto es una forma de promover la movilización efectiva de la inversión pública y el capital privado hacia acciones de adaptación e iniciativas de reducción de emisiones de GEI. Puede verse como una forma de estimular la internalización de los costos del cambio climático en las economías latinas, así como un catalizador para la inversión pública y privada en la región.

fiscales, pueden desempeñar un papel fundamental en la transmisión de la señal basada en el principio de "quien contamina paga", así como en la generación de fondos para la transición. Los impuestos sobre el carbono deberían reflejar el nivel de las emisiones y no tener fines lucrativos. En cambio, los ingresos fiscales deberían destinarse a inversiones ecológicas.

Internalización de los costos ambientales y de salud en la toma de decisiones de transporte y electricidad

El informe ilustra los costos significativos de la contaminación del aire de fuentes móviles y fijas. Este es un costo directo para la economía. Los costos evitados de cambiar a energías renovables y electricidad pueden justificar cierto nivel de incentivos para los vehículos eléctricos en una etapa temprana de la transición. Los emisores podrían pagar los costos mediante la promulgación de medidas fiscales.

Fomentar la gestión de la demanda de flotas eléctricas

Permitir la participación de las flotas en la gestión de su demanda eléctrica y el almacenamiento de electricidad como un actor adicional en la transmisión de electricidad. La red inteligente es crucial para alcanzar este objetivo, ya que la comunicación entre los vehículos, los cargadores y la red permitirá utilizar mejor y optimizar los recursos enviando señales cuando haya un excedente de generación de energía renovable o, por el contrario, cuando haya escasez de suministro de energía en la red y los vehículos puedan evitar el consumo de energía en ese momento. Esto puede regularse mediante incentivos económicos, por ejemplo. Un ejemplo de ello es un plan de tarifas para la carga de vehículos eléctricos, como las tarifas diferenciales para fomentar la carga eléctrica de los vehículos durante los períodos de valle en la demanda de electricidad. Toda reducción de los costos podría compensarse parcialmente mediante la mejora de los costos de explotación de la capacidad de carga básica u otras medidas que los interesados consideren oportunas. La empresa eléctrica EPEC de Argentina ha establecido planes de tarifas eléctricas

diferenciales a disposición de los propietarios de vehículos eléctricos para incentivar la carga de los vehículos eléctricos durante los períodos de valle (véase el ejemplo inspirador 24)

Políticas de ciberseguridad

Con la digitalización surgen nuevos riesgos para la seguridad y la privacidad que deben abordarse mediante la elaboración de políticas que garanticen la seguridad, la estabilidad y la fiabilidad de un sistema integrado. El Laboratorio Nacional de Energía Renovable de los Estados Unidos (NREL) está desarrollando una opción de bajo costo para la encriptación de los recursos energéticos distribuidos, que protegerá los mensajes de comando y control sobre los canales de comunicación.

Políticas de transición justa

Con la transición, muchos sectores relacionados con las actividades de los combustibles fósiles se enfrentarán a la pérdida de puestos de trabajo y, por lo tanto, las naciones deben empezar a prepararse, estableciendo políticas sólidas para hacer frente a estas comunidades afectadas. Los países pueden ofrecer programas de reentrenamiento para reasignar estos trabajadores a otros segmentos de la economía. Por ejemplo, el empleo en el sector de la minería del carbón de Polonia se redujo en un 75% en una década, lo que llevó al gobierno a trabajar con los sindicatos para crear un paquete social minero y establecer privilegios para las comunidades mineras a fin de adaptarse al cambio. Las políticas en esta esfera deben ser inclusivas, incorporando los aspectos de género y reduciendo en la medida de lo posible las desigualdades sociales existentes.

Concesiones para I+D e innovación

La investigación en tecnología de energía limpia es fundamental para lograr los objetivos de la transición. Las políticas a este respecto son necesarias desde el principio para impulsar la innovación, mientras que otras políticas pueden tomar el relevo una vez que se desarrolle un mercado.

24 EJEMPLO INSPIRADOR

• Carga EV para aumentar la flexibilidad de la red a través de un esquema de tarifa eléctrica

La Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC) en Argentina presentó el 4 de julio de 2019 en Audiencia Pública un cuadro de tarifas especiales para los usuarios de la empresa de distribución que posean vehículos eléctricos (VE) y estén inscritos en la Dirección Nacional de Registro de Automotores y Créditos Prendarios (DNRPA).



Este cuadro de tarifas permite a un cliente residencial o comercial, de hasta 40kW de potencia contratada, acceder a un esquema de facturación dividido por franjas horarias: pico, valle y tiempo intermedio, mientras recibe un descuento por cargar sus VE durante el período de valle.

Para un distribuidor, el costo de compra de energía es una cantidad exógena y no modificable, que se transfiere al usuario mediante un mecanismo de paso. Los propios costos, inversiones y rentabilidad del distribuidor constituyen el Valor Añadido de la Distribución (VAD). Por lo tanto, la tarifa del usuario está compuesta por el costo de compra de la energía más el VAD.

Tasa de usuario final = Costo de compra de energía + VAD

El esquema tarifario presentado por EPEC ofrece un 50% de descuento sobre el VAD durante el período de valle de la curva de carga, dejando la tasa de usuario como sigue:

Tarifa para el usuario final = (Costo de compra en pico + VAD) + (Costo de compra en valle + 0.5 VAD) + (Costo de compra en reposo + VAD)

La motivación detrás de la creación de este esquema tarifario es regular el comportamiento del usuario, proporcionando incentivos para cargar sus VE en un momento en que la demanda del sistema de distribución es baja (de 11:00 p.m. a 5:00 a.m.), ayudando en última instancia a prevenir picos en la hora de demanda pico. Además, al seleccionar este esquema de tarifas, el EPEC está obligado a instalar un contador inteligente que le permitirá acumular conocimientos sobre las pautas de consumo de los usuarios. De este modo, se proporciona información útil para seguir desarrollando nuevos mecanismos de tarifas u otros incentivos para cuando la penetración de los VE alcance niveles significativos. Este esquema tarifario puede ser replicado por otros distribuidores de Argentina, dado que comparten las mismas regulaciones del mercado eléctrico mayorista, y también puede ser adaptado por otras naciones para incentivar la adopción de VE, a la vez que proporciona flexibilidad a la red.

CONCLUSIONES



Estamos a punto de perder la oportunidad de limitar el calentamiento global a 1.5°C.

Es imperativo actuar ahora mientras tengamos la oportunidad. Aunque todavía habrá impactos climáticos a 1.5°C, este es el nivel que los científicos estiman que está asociado con impactos menos devastadores que los niveles más altos de calentamiento global (IPCC, 2018). Los países necesitan dar un salto cuantitativo en la reducción de las emisiones - a nivel mundial una reducción del 7.6% cada año desde 2020 hasta 2030 (Informe sobre la brecha de emisiones del PNUMA, 2019). Los científicos han hablado, ahora es el momento de que los gobiernos y las industrias tomen la delantera y aseguren un camino de transición consistente con la trayectoria de 1.5 °C. Las economías deben pasar ahora a una vía de descarbonización.

Bajo un aumento de 1.1 °C en la temperatura, el cambio climático se ha convertido en una amenaza para la seguridad nacional de la región de América Latina y el Caribe.

Los impactos climáticos han afectado no sólo la ecología de los sistemas impactados sino también los medios de vida y el sustento de millones de personas en la región, incluso forzando las migraciones desde las zonas afectadas.



El clima ya está empezando a amenazar los fundamentos de la economía de la región, con sequías, huracanes e inundaciones. Si la temperatura mundial sigue aumentando, los efectos del clima serán cada vez más graves y costosos.

Toda la región de ALC tiene una contribución relativamente pequeña a la huella de carbono mundial (9.5%) con aproximadamente la misma cantidad de población mundial. Sin embargo, el promedio regional de emisiones de GEI per cápita (7 toneladas de CO₂-eq) es mayor que la cifra global (5 toneladas de CO₂-eq). La región tiene una importante y creciente huella de carbono en su sector del transporte, así como una huella de emisiones comparable del sector de la generación de electricidad que, en conjunto, son responsables del 25% de las emisiones de GEI en 2019. Según este informe, en el escenario BAU, se espera que las emisiones de ambos sectores se dupliquen para 2050. Esto alejará a la región de la trayectoria de los 1.5°C.



El cambio transformacional necesario para cumplir con el Acuerdo de París y para llegar a cero emisiones a mediados de siglo puede ser apoyado críticamente acoplando los sectores de la electricidad y el transporte.

ALC es la región más urbanizada del planeta: el 80% de su población vive en ciudades. Por consiguiente, la mayor parte del consumo de energía y la actividad vial



se concentran en las zonas urbanas. Esta situación del mundo urbano de la región abre oportunidades para acciones rápidas y de gran alcance, ambientalmente sólidas y financieramente atractivas en ambos sectores; haciendo de las ciudades una parte clave de la solución.



Una transición acoplada tiene el potencial de hacer crecer la economía de la región al tiempo que mejora la salud pública.

Por lo tanto, es fundamental que los tomadores de decisiones superen los silos y consideren la posibilidad de adoptar políticas públicas que aborden estos dos sectores de manera conjunta.

El entorno normativo ha evolucionado en toda la región en apoyo de una matriz eléctrica más limpia, un desarrollo con bajas emisiones de carbono y un sistema de transporte más limpio. Las tendencias en materia de tecnología y economía han contribuido al crecimiento del uso de las energías renovables, de gran escala y la generación distribuida, y están empezando a marcar la diferencia en la aparición de los vehículos eléctricos. En la región se están desarrollando varios modelos empresariales nuevos que impulsan la transición de los sectores de la electricidad y el transporte hacia la descarbonización, la descentralización y la digitalización, lo que demuestra que la descarbonización acoplada ya ha comenzado y se está acelerando rápidamente siguiendo las pautas mundiales. No obstante, el grado y la velocidad de cambio necesarios para una transición acoplada a mediados de siglo hacen que el liderazgo sea fundamental mediante un programa de políticas claro, coherente y sólido. Un entorno propicio bien construido será decisivo para atraer flujos de inversión hacia una transición acoplada.

Emprender el camino de la electrificación del sector del transporte, junto con la transición hacia un sector eléctrico totalmente renovable, podría contribuir a la descarbonización rentable. La promoción de las sinergias y las interrelaciones entre los sectores de la economía se traduce en beneficios económicos potencialmente mayores y en un mayor impacto de mitigación.



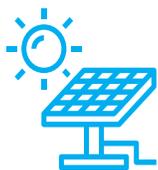


El camino hacia la descarbonización debe planificarse de manera que se produzca una transición justa y no se deje a nadie atrás.

Por lo tanto, es imperativo integrar las políticas sociales y laborales en los objetivos climáticos para proporcionar capacitación, desarrollo de aptitudes y educación en nuevos campos, al tiempo que se reducen las desigualdades sociales y económicas. Las desigualdades de género se construyen socialmente y, por lo tanto, pueden ser y se modifican con el tiempo. La transición a la descarbonización llega con la oportunidad única de equilibrar la escala de género, lo que resulta en mejores resultados económicos para toda la sociedad.

Descarbonización del sector eléctrico

Los primeros pasos de esta transición ya están en marcha en la región. América Latina tiene uno de los sectores eléctricos más limpios del mundo. En ALC, las energías renovables ya representan el 58% de la capacidad total instalada, incluida la energía hidroeléctrica (46%).



Las energías renovables no convencionales han duplicado su capacidad instalada desde 2012, y ahora representan el 12% del total.

La capacidad hidroeléctrica instalada en la región y el potencial de las renovables no convencionales apoyan una vía de descarbonización que aprovecha la complementariedad de la carga base y los recursos renovables intermitentes. Además, la reducción

de los costos de la generación de energía solar fotovoltaica y eólica, que alcanza y supera la paridad de costos con la generación basada en hidrocarburos en las principales economías regionales, hace que la vía de la energía renovable sea una opción que no se puede rechazar en algunos países de la región. Estas tecnologías están ganando la carrera por ser las fuentes más baratas de nueva generación, lo que demuestra que, por motivos puramente económicos, será cada vez más difícil justificar las inversiones para la generación de electricidad utilizando combustibles fósiles en algunos países.

Si bien se reconocen los retos y las diferencias entre las circunstancias nacionales, la descarbonización total del sector de la energía eléctrica es técnica y económicamente viable, así como atractiva desde el punto de vista financiero, habida cuenta de la considerable dotación de recursos, el marco normativo bien estructurado, las mejoras tecnológicas, las reducciones de costos y la sólida capacidad institucional. Los esfuerzos iniciales de varios países de la región para descarbonizar su sistema eléctrico y crear al mismo tiempo un entorno propicio han dado lugar a una inversión de más de 35,000 millones de dólares de los EE.UU. (el 44% de los flujos mundiales de inversión extranjera directa) en energías renovables no convencionales durante los últimos cinco años.



El hecho de que 7 países de la región hayan sido nombrados mercados atractivos para las inversiones en energía limpia es indicativo de las oportunidades que existen en ALC para lograr la descarbonización del sector eléctrico para 2050.

Específicamente, Chile, Brasil, Argentina y Perú están entre los 10 primeros y Colombia, Panamá y Uruguay llegaron a los 20 países más atractivos para las inversiones en energía limpia de 104 naciones. Sin embargo, a pesar de estas mejoras, la región se encuentra actualmente en una encrucijada para tomar decisiones estratégicas que definirán el futuro de su sistema eléctrico en condiciones de eficiencia, calidad, fiabilidad, seguridad y sostenibilidad. Según el informe del PNUMA y OLADE 2017, los cambios en la duración e intensidad de los patrones de precipitaciones y los períodos de sequía afectarán a la capacidad garantizada de la energía hidroeléctrica. Al ritmo actual, el gas superará a la hidroeléctrica como principal fuente de producción de electricidad en unos 10 años, en 2030. Además del aumento de las emisiones de GEI, el despliegue de plantas de combustibles fósiles creará un bloqueo tecnológico durante muchos años y probablemente desviará a la región de los objetivos del Acuerdo de París.



Las naciones de América Latina y el Caribe deberían incluir la mayor proporción de energías renovables no convencionales en su matriz eléctrica, desalentando las tecnologías que contribuyen al cambio climático y que plantean incertidumbres económicas futuras.

Se prevé que para 2050 la demanda de electricidad casi se triplique (16.7 EJ) -lo que no incluye la futura demanda de energía causada por un sector de transporte electrificado-, lo que requerirá una importante capacidad adicional instalada. Satisfacer la demanda de electricidad en 2050 con una matriz de generación basada en combustibles fósiles (escenario BAU) aumentaría 2.4 veces las emisiones de CO₂ hasta 1,200 millones de toneladas. Esto situaría a la región más lejos de la ruta de los 2°C. Además, el volumen de inversión necesario en capacidad instalada se estima en 1,083 millones de dólares (2018). Una matriz eléctrica totalmente renovable producirá cero emisiones de CO₂ y requerirá una inversión de capital sustancialmente menor que una generación basada en combustibles fósiles, lo que dará lugar a una reducción de USD 283,000 millones en el CAPEX para 2050. Es evidente que una vía que aproveche la competitividad de las energías renovables en la región requiere menos capital. Muchos países están

elaborando marcos jurídicos y reglamentarios que crean las condiciones propicias para el despliegue de la energía solar fotovoltaica distribuida. En algunos países, la energía fotovoltaica distribuida ya es un mercado importante (México, Brasil, Chile y República Dominicana), en otros está creciendo rápidamente (Colombia, Argentina y Honduras). En este sentido, si continúan las tendencias actuales, en el marco del escenario de intervención, se estima que la energía solar fotovoltaica distribuida alcanzará un gran porcentaje de la capacidad total de energía solar fotovoltaica instalada para 2050 - la penetración de la descentralización está creciendo. Al igual que en el caso de la gran escala, para explotar el potencial de la energía solar fotovoltaica distribuida es fundamental aplicar marcos jurídicos y reglamentarios sólidos adaptados a las instalaciones de pequeña escala que aborden las principales barreras del mercado, como los procedimientos para la obtención de permisos de generación, las normas técnicas y las reglas de conexión a la red, entre otras. El sector de la GD renovable es un mercado estratégico para fomentar la innovación y promover nuevos negocios y la creación de empleo. Esto podría lograrse mediante el desarrollo de programas de capacitación de instaladores, la certificación de normas tecnológicas y criterios de elegibilidad para las empresas instaladoras. El desarrollo de la industria fotovoltaica distribuida local ayudará a crear nuevas fuentes de empleo y a aumentar la competitividad de los países en una industria mundial en evolución. Las energías renovables competitivas allanarán el camino hacia la descarbonización. El LCOE para las tecnologías solar, eólica e hidroeléctrica sigue disminuyendo, alcanzando y superando la paridad de costos con la generación basada en hidrocarburos para 2050. Así pues, el escenario de descarbonización estima un menor LCOE asociado a la matriz eléctrica.



El LCOE compuesto proyectado será un 50% más bajo que en el escenario BAU, lo que dará lugar a un ahorro global en los costos de la electricidad de USD 222,700 millones para 2050.

Las reducciones de los costos de generación serían acumuladas directamente por los consumidores de electricidad, lo que haría que la producción fuera más competitiva y generaría ahorros en los hogares.



En un escenario con un sistema eléctrico totalmente renovable se considera que las centrales eléctricas de combustibles fósiles instaladas se desmantelarán antes de que se complete el programa de depreciación. El valor no depreciado se estimó en 80,000 millones de dólares (2018) para 2050. El costo para la economía de estos activos bloqueados se compensa con los ahorros de CAPEX en el escenario de intervención. La pérdida de competitividad prevista representa una clara señal de cautela para los inversores en combustibles fósiles.



Además de los beneficios económicos y ambientales, el escenario de descarbonización abre nuevas vías de actividad económica en el sector eléctrico, lo que resulta en la creación de más de 7 millones de nuevos empleos permanentes y alrededor de 30 millones de empleos en construcción y manufactura para el 2050.

El análisis también concluye que, siguiendo las tendencias actuales, los DER desempeñarán un papel importante en el futuro sistema eléctrico aprovechando el uso eficiente de los recursos renovables locales y la reducción de los costos de capital para reforzar la capacidad de recuperación de la oferta y permitir la entrada de nuevos actores en el mercado como los prosumidores. La transición a un mercado descarbonizado y descentralizado requerirá de servicios digitales para coordinar todos los diferentes recursos que integran este nuevo mercado.



La digitalización es el elemento que permite una transición acoplada de los sectores de la electricidad y el transporte hacia la descarbonización.

Una matriz eléctrica renovable diversificada, descentralizada y digitalizada en la región mejorará la seguridad del suministro y contribuirá a evitar costosas interrupciones del servicio. Esa matriz reduciría la dependencia de las importaciones de energía y eliminaría la dependencia de los combustibles fósiles.

Electrificación del sector del transporte

Aunque el transporte eléctrico ha mostrado una lenta adopción en la región, la demanda de electricidad en el sector se ha multiplicado por 10 en los últimos seis años. La descarbonización del sector del transporte ha evolucionado gracias a la mejora de la eficiencia energética y las normas sobre emisiones de carbono. El gasóleo y la gasolina siguen siendo los combustibles más utilizados en el transporte, ya que representan el 83% del total en términos de uso de energía. Las características del sector del transporte, a saber, la concentración de la mayor parte de la actividad de los pasajeros en las ciudades, la elevada tasa de utilización de autobuses per cápita y las pautas bien conocidas de transporte de carga, son elementos cruciales para avalar su electrificación y desarrollar una industria auxiliar adaptada a las necesidades regionales.



Los precios de las baterías cayeron casi un 50% en tres años, el costo de los vehículos eléctricos está disminuyendo rápidamente, y las nuevas tecnologías que están entrando en el mercado, apoyadas también por la creciente preocupación por la calidad del aire y la congestión, permiten considerar una entrada más rápida en el mercado de las opciones de transporte eléctrico.

Se identificaron acciones comunes para la promoción de la movilidad eléctrica entre los países de la región. Una de ellas es la electrificación de los sistemas de transporte público. Los tomadores de decisiones siguen presionando para que se llegue a un transporte público de cero emisiones.

La mejora de la economía, al tiempo que se cumplen los indicadores clave de rendimiento (KPI), y la creciente preocupación por los efectos en la salud y el medio ambiente de las emisiones de los autobuses con motores de combustión interna en las ciudades son los dos principales impulsores. A este respecto, el impulso de los autobuses eléctricos está comenzando a construirse a nivel regional. El coste de propiedad del transporte de los autobuses eléctricos está alcanzando la paridad de precios con los autobuses con MCI en algunas ciudades de la región. Esto se debe principalmente al desarrollo de nuevos modelos de negocio a través de procesos de licitación para el sistema de autobuses públicos que están impulsando la adopción de los autobuses eléctricos, como en Santiago de Chile y Bogotá.



Las políticas y la reglamentación desempeñarán un papel fundamental para descarbonizar plenamente los sistemas de transporte público.

Para el desarrollo de esta nueva estructura de mercado es imprescindible contar con objetivos claros y una hoja de ruta. Esto implica políticas que apoyen el despliegue de los sistemas de transporte público eléctrico y la entrada de nuevos actores en el mercado eléctrico. La promoción de la movilidad eléctrica implica una coordinación transversal entre sectores. Aunque se considera una cuestión de transporte, implica al sector energético y a todos sus actores en el subsector eléctrico, desde los generadores hasta los minoristas de electricidad.



Las decisiones que se tomen hoy en el sector del transporte definirán el futuro del clima.

Muchas ciudades están renovando grandes flotas de autobuses con tecnologías sucias (vehículos con MCI), que estarán en el mercado durante al menos 15 años creando activos bloqueados. La

renovación de las flotas es una excelente oportunidad para hacer la transición a los vehículos eléctricos. En 2019 se ha hecho más evidente la electrificación de otros segmentos del transporte, como las flotas oficiales, las flotas de reparto y de carga, así como de saneamiento público. En su mayoría, se trata de proyectos piloto para evaluar el rendimiento de la tecnología para su posterior ampliación. El transporte de carga por carretera ofrece oportunidades de electrificación en el punto de utilización, lo que resulta particularmente atractivo para las ciudades (alrededor del 70% del transporte de carga de la región se realiza en camiones).

Aunque el despliegue de la infraestructura de carga pública se encuentra en una fase incipiente en la región, hay muchas iniciativas que abordan esta cuestión mediante la creación de corredores de EV dentro de los países, así como entre las naciones. Esas iniciativas están siendo dirigidas por inversores estratégicos, principalmente empresas de petróleo y gas, así como empresas eléctricas y fabricantes de automóviles.



A medida que aumentan las flotas de vehículos eléctricos y la infraestructura de recarga asociada, se hace muy importante fomentar la interoperabilidad, la normalización y la gestión de la infraestructura y los sistemas de comercialización de la recarga.

Un aspecto vital que todavía tiene la posibilidad de ser explorado más a fondo es la integración de la red eléctrica nacional y local (distribución) con la infraestructura de recarga necesaria para permitir el desarrollo de la movilidad eléctrica a gran escala.

Por otra parte, el interés de los consumidores por los vehículos eléctricos está creciendo a medida que los fabricantes de automóviles lanzan más modelos al mercado. Este contexto señala una transición prometedora en el sector del transporte.

Se prevé que la demanda de energía para los servicios de transporte en el marco del escenario BAU duplique su uso actual de energía con una emisión anual de 1.2 GT de CO₂ para mediados de siglo, duplicando los niveles actuales.



Dado que la eficiencia energética de los motores eléctricos es tres veces superior a la de los vehículos con motor de combustión interna, la demanda energética del sector del transporte en el escenario de intervención es mucho menor que en el escenario BAU.

La transición al transporte eléctrico tiene el efecto neto de reducir la demanda total de energía en la región, al tiempo que aumenta las necesidades futuras de electricidad. Un escenario de electrificación del 100% -todos los modos de transporte de carga y de pasajeros, excepto el aéreo- para mediados de siglo tendría el efecto neto de reducir la demanda total de energía en casi 2,000 millones de barriles de petróleo (12 EJ), equivalente al consumo anual de Canadá, mientras que la demanda de electricidad aumentaría un 33% más que en el escenario BAU (con un total de 22.2 EJ).

La capacidad instalada necesaria para satisfacer la demanda de electricidad adicional es de 327 GW, en su mayor parte requerida para 2040 y posteriormente. Si la electrificación del transporte se acopla a una matriz eléctrica totalmente renovable, la inversión asociada a la demanda de electricidad adicional se estima en USD 214,000 millones para 2050. De lo contrario, si la electrificación del transporte se produce en el marco de un escenario del sector eléctrico BAU, la inversión asociada al resto de la demanda de electricidad adicional se estima en USD 317,000 millones. El costo de la capacidad adicional para satisfacer esta demanda de electricidad es menor en el marco de la transición acoplada porque la inversión de capital asociada a la generación de electricidad en una matriz totalmente renovable es menor. Se estima que la diferencia de costos es de USD 103,000 millones. Este es un beneficio adicional

de la transición acoplada de ambos sectores. En el escenario de intervención, se prevé que la mayor parte del servicio se preste mediante el transporte por carretera. En cuanto al transporte de pasajeros por carretera, se prevén grandes reducciones de los LCOT para los vehículos ligeros eléctricos, mientras que los autobuses eléctricos tendrán como máximo los mismos costos que las opciones diésel. El escenario de intervención supone que el parque automovilístico no aumentará más del 30% su tamaño actual para el año 2050, mientras que el parque de autobuses duplicará con creces su tamaño para compensar la reducción del transporte de vehículos ligeros medido en kilómetros pasajero.



Con estas premisas, se estima que el ahorro global en los costos de transporte de pasajeros para la economía sería del orden de USD 328,000 millones en el transporte de pasajeros.

No se han hecho estimaciones para el transporte de pasajeros en otros modos (ferrocarril, embarcaciones). En cuanto al transporte de carga, los LCOT calculados para los camiones eléctricos ligeros (90% de la flota de carga por carretera) también son inferiores, mientras que los vehículos pesados siguen siendo más caros a mediados de siglo. La composición de la flota (90% de camiones ligeros; 10% de camiones pesados) se mantiene constante.

En esas condiciones, se estima que el ahorro global en costos de capital para la economía sería del orden de USD 41,000 millones en el transporte de carga por carretera. No se han hecho estimaciones para el transporte de carga en otros modos (ferrocarril, embarcaciones). La reducción de los costos del material rodante y la electricidad permitirá ahorrar USD 369,000 millones en el transporte por carretera



San Pedro, Belice

Foto por Fermin Rodriguez, Unsplash

para 2050. La electrificación de los vehículos de pasajeros y de carga ligera en las zonas urbanas dará lugar a una importante reducción de la exposición a material particulado y permitirá evitar costos sanitarios del orden de USD30,000 millones a mediados de siglo. Además, la electrificación de todo el parque automotor de cinco ciudades latinoamericanas -Buenos Aires, Santiago, San José, Ciudad de México y Cali- permitiría evitar la muerte prematura de 435,378 personas gracias a la reducción de los contaminantes atmosféricos para 2050.

La electrificación del transporte también eliminará la necesidad de importar destilados medios y, con el tiempo, provocaría la retirada anticipada de la capacidad de las refinerías, lo que supondrá una pérdida de valor no depreciable del orden de USD10,200 millones para 2050. Al igual que en el caso de las centrales eléctricas, los cambios inminentes en el mercado del transporte deberían servir de advertencia contra la inversión de capital adicional a largo plazo en los procesos de

refinado de los destilados medios. Además de los beneficios económicos y ambientales, el escenario de la electrificación abre nuevas vías de actividad económica en el sector del transporte, lo que se traducirá en la creación de más de 5.3 millones de nuevos puestos de trabajo para 2050.

También, con las medidas de gestión de la demanda en vigor, la orientación de la carga eléctrica hacia períodos de menor carga en la curva de demanda diaria (relleno de valles) podría mejorar los parámetros operativos del sector eléctrico al aplanar las curvas de demanda y generar ingresos adicionales por MW instalado.

A la inversa, el transporte eléctrico, en particular la flota de vehículos pesados podría almacenar una cantidad importante de energía, del orden de 10 GW a mediados de siglo, que podría utilizarse para hacer frente a períodos de gran carga mediante la entrega de transferencias de los vehículos a la red, contribuyendo a evitar el uso de la capacidad de demanda máxima.

Beneficios de una transición acoplada para 2050

La transición acoplada hacia la descarbonización total, concluye el informe, generaría los siguientes beneficios para mediados de siglo:

1. 100 millones de toneladas
Reducción total de las emisiones de CO₂



2. USD 621,000 millones
Ganancia económica anual en la región derivadas de la reducción de los costos de la electricidad y el transporte.



3. USD 30,000 millones anual
Costo evitado de enfermedad gracias a la eliminación de material particulado en las zonas urbanas.



4. USD 386 millones de dólares
Reducciones de las inversiones de capital derivadas de la disminución prevista de las necesidades de capital de las fuentes de energía renovables para 2050. Sin embargo, desencadenará el bloqueo de activos valorados en 90,000 millones de dólares, para un ahorro neto en los desembolsos de capital de 296,000 millones de dólares



5. 7.7 millones de puestos de trabajo permanentes y 28 millones de años de trabajo temporal en el uso de las energías renovables para toda la generación de electricidad, la modernización de la red y la electrificación de las flotas.



LISTA DE REFERENCIAS

ACATECH, (2018): Coupling the different energy sectors – options for the next phase of the energy transition. Reporte de Opinión. Disponible: https://www.akademienunion.de/fileadmin/redaktion/user_upload/Publikationen/Stellungnahmen/ESYS_Position_Paper_Coupling_the_different_energy_sectors.pdf

Acker T., Pete C., (2012). Western Wind and Solar Integration Study: Hydropower analysis. Informe Subcontratado NREL/SR- 5500-53098.

Ackert T., y Pete C., (2012). State of Hydropower in the United States in Hydropower. A New Chapter for America's Renewable Electricity Source. DOE. Washington D.C.

Aghahosseini A., Bogdanov D., Barbosa L., Breyer C., (2019). Analyzing the feasibility of powering the Americas with renewable energy and inter-regional grid interconnections by 2030. Páginas 187-205. Disponible: <https://www.sciencedirect.com/journal/renewable-and-sustainable-energy-reviews/vol/105/suppl/C> Consultado: mayo de 2019.

AIE, (2019). Powering a new value chain in the automotive sector. The job potential of transport electrification. Disponible: https://download.dalicloud.com/fis/download/66a8abe211271fa0ec3e2b07/c572c686-f52f-4c0d-88fc-51f9061126c5/Powering_a_new_value_chain_in_the_automotive_sector_-_the_job_potential_of_transport_electrification.pdf

Allen M., Babiker M., Chen Y., de Coninck H., Connors S., van Diemen R., Pauline Dube O., L. Ebi K., Engelbrecht F., Ferrat M., Ford J., Forster P., Fuss S., Guillén Bolaños T., Harold J., Hoegh-Guldberg O., Hourcade J-C., Huppmann D., Jacob D., Jiang K., Johansen T.G., Kainuma M., de Kleijne K., Kriegler E., Ley D., Liverman D., Mahowald N., Masson-Delmotte V., Robin Matthews J. B., Millar R., Mintenbeck K., Morelli A., Moufouma-Okia W., Mundaca L., Nicolai M., Okereke C., Pathak M., Payne A., Pidcock R., Pirani A., Poloczanska E., Pörtner. H.O, Revi A., Riahi K., C. Roberts D., Rogelj J., Roy J., I. Seneviratne S., R. Shukla P., Skea J., Slade R., Shindell D., Singh C., Solecki W., Steg L., Taylor M., Tschakert P., Waisman H., Warren R., Zhai P., Zickfeld K., (2019). IPCC

Special Report: Global Warming of 1.5 °C. Bonn Alemania. Disponible: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/05/SR15_SPM_version_report_LR.pdf

Ariel R., Ji Y., Hallack M.,& Soto D., (2019). A todas luces: La electricidad en América Latina y el Caribe 2040. IDB. Washington D.C.

Atkinson R.D., Castro D., Ezell S.J., (2009). The Digital Road to Recovery: A Stimulus Plan to Create Jobs, Boost Productivity and Revitalize America. The Information Technology & Innovation Foundation. Washington DC. Disponible: <https://www.itif.org/files/roadtorecovery.pdf>

AWEA, (2019). Winds Powers Job Growth. Disponible <https://www.awea.org/wind-101/benefits-of-wind-powering-job-growth>

Bellini E., Zarco J., (2019). Mexico's installed FV capacity tops 3 GW. PV Magazine. Disponible: <https://www.pv-magazine.com/2019/01/16/mexicos-installed-pv-capacity-tops-3-gw/>

Binsted M., Iyer G., Edmonds J., Vogt-Schilb, Arguello R., Cadena A., Delgado R., Feijoo F., Lucena A.F. P., McJeon H., Miralles-Wilhelm F., Sharma A., (2019). Stranded Asset Implications of the Paris Agreement in Latin America and the Caribbean. Disponible: https://www.researchgate.net/publication/335577823_Stranded_Asset_Implications_of_the_Paris_Agreement_in_Latin_America_and_the_Caribbean

Blanco S., (2018). Sweden Opens Up Electric Highway Called eRoadArlanda. Forbes News. Disponible : <https://www.forbes.com/sites/sebastianblanco/2018/04/30/sweden-opens-up-electric-highway-called-eroadarlanda/#1ba306c746ce>

BNEF (2019) 2H 2019 Decentralized Energy Market Outlook.

BNEF. Logan Goldie-Scot, (2019). A Behind the Scenes Take on Lithium-ion Battery Prices. Disponible: <https://about.bnef.com/blog/behind-scenes-take-lithium-ion-battery-prices/>

- BNEF, (2019). BloombergNEF: New Energy Outlook 2019. Global key messages.
- BP Statistical Review of World Energy, (2019). 68va edición. Londres.
- Bullard N., (2019). Electric car price tag shrinks along with battery cost. Opinión de Bloomberg. Disponible: <https://www.bloomberg.com/opinion/articles/2019-04-12/electric-vehicle-battery-shrinks-and-so-does-the-total-cost>
- Bus Rapid Transport System database, (2019). Disponible: <https://brtdata.org> Consultado: agosto de 2019.
- CAF, (2012). Nuevas Oportunidades de Interconexión Eléctrica en América Latina. Colombia. Disponible: <http://publicaciones.caf.com/media/18406/oportunidades-interconexion-electrica-america-latina.pdf>
- Calvin K., Patel P., Clarke L., Asrar G., Bond-Lamberty B., Yiyun Cui R., Di Vittorio A., Dorheim K., Edmonds J., Hartin C., Hejazi M., Horowitz R., Iyer G., Kyle P., Kim S., Link R., McJeon H., J. Smith S., Snyder A., Waldhoff S., and Wise M., (2019) : GCAM v5.1: representing the linkages between energy, water, land, climate, and economic systems in Geosci. Model Dev., 12, 677–698.
- Ceballos J.L., (2019). Estado de los Glaciares Colombianos. Presentación de Power Point. IDEAM 2019
- CENACE, (2019). Centro Nacional de Conexión Eléctrica. Disponible: <https://www.cenace.gob.mx/GraficaDemanda.aspx> Consultado: agosto de 2019
- Centoni M., (2016). Energy security: a review of studies of the economic value of energy security. Thesis. Universita degli studi di Padova.
- Centro Tecnológico del Transporte de Argentina, (2013). Available: <http://c3t.fra.utn.edu.ar> Consultado: agosto de 2019.
- CEPAL, (2007). Infraestructura y servicios de transporte ferroviario vinculados a las vías de navegación fluvial en América del Sur. Santiago de Chile.
- Chaer R., Casaravilla G., Cornalino E., Soubes. P., (2018). Handling the Intermittence of Wind and Solar Energy Resources, from Planning to Operation. Uruguay's Success. Conference Paper. Consultado: Septiembre 2018. Conferencia: 36th USAEE/IAEE NORTH AMERICAN CONFERENCE, at Washington DC USA.
- CIER, (2019). Personal Communication with maps of electric interconnection in Latin America. Centro de Integración Eléctrica Regional.
- Cifuentes L.A., Krupnick A.J., O’Ryan R., Toman M.A., (2015). Urban Air Quality and Human Health in Latin America and the Caribbean. IDB. Informe de Trabajo. Octubre 2005 Washington, D.C.
- Climate and Clean Air Coalition, (2015). Black carbon. Disponible : <https://www.ccacoalition.org/en/slcp/black-carbon>
- Climate Finance Leadership Initiative (CFLI), (2019). Financing the Low Carbon Future. A Private Sector View on Mobilizing Climate Finance. Disponible: https://data.bloomberglp.com/company/sites/55/2019/09/Financing-the-Low-Carbon-Future_CFLI-Full-Report_September-2019.pdf
- Comisión Nacional de Energía CNE, (2019) . Disponible: <https://www.cne.cl/estadisticas/electricidad/> Consultado Agosto 2019
- Díaz, T. (2019). Repsol, la petrolera que más capital invierte en las energías renovables. El Economista. <https://www.eleconomista.es/empresas-finanzas/noticias/10075862/09/19/Repsol-la-petrolera-que-mas-capital-invierte-en-las-energias-renovables.html>
- Dominish E., Briggs C., Teske S., and Mey F. Just Transition: Employment Projections for the 2.0 °C and 1.5 °C Scenarios, Achieving the Paris Climate Agreement Goals Global and Regional 100% Renewable Energy Scenarios with Non-energy GHG Pathways for +1.5°C and +2°C . Teske S. (ed). Springer Switzerland.
- Dominish E., Briggs C., Teske S., Mey F. (2019) Just Transition: Employment Projections for the 2.0 °C and 1.5 °C Scenarios. In: Teske S. (eds) Achieving the Paris Climate Agreement Goals. Springer, Cham. Disponible: https://doi.org/10.1007/978-3-030-05843-2_10

- Ea, (2015): The Danish Experience with Integrating Variable Renewable Energy. Study on behalf of Agora Energiewende. Disponible: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2015/integration-variabler-erneuerbarer-energien-daenemark/Agora_082_Deutsch-Daen_Dialog_final_WEB.pdf
- Ebinger J., Vergara W. (2011). 'Climate impacts on energy systems: key issues for energy sector adaptation'. Washington, DC. Disponible: <http://documents.worldbank.org/curated/en/2011/01/13888226/climate-impacts-energy-systems-key-issues-ener-gy-sector-adaptation>
- Enerdata, (2019). Research on energy efficiency, CO₂ emissions, energy consumption forecast. Disponible en: <http://www.enerdata.net/> Consultado: agosto de 2019.
- Eto J., (2017). The National Cost of Power Interruptions to Electricity Customers – A Revised Update. Lawrence Berkeley National Laboratory. Disponible: <http://grouper.ieee.org/groups/td/dist/sd/doc/2017-01-10%20National%20Cost%20of%20Power%20Interruptions%20to%20Electricity%20Customers%20-%20Eto.pdf>
- Estefanía M, Espinasa R and Ariel Y (2017). The Other Side of the Boom: Energy Prices and Subsidies in Latin America and the Caribbean during the Super-Cycle. IDB Monograph.
- EVWIND, (2019): Wind power in Brazil reaches 15.1 GW. Disponible: <https://www.evwind.es/2019/07/07/wind-power-in-brazil-reaches-15-1-gw/67910>
- FAOSTAT, (2015): 'Food and Agriculture Organization of the United Nations'. Consultado en Agosto 2019. Database. Disponible: <http://faostat3.fao.org/download/G1/GT/E>
- Feijoo, F., Iyer g., Avraam C., Siddiqui S., Clarke L., Sankaranarayanan S., Binsted M., et al., (2019). The Future of Natural Gas Infrastructure Development in the United States. Applied Energy 228: 149-166. Disponible: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.06.037>
- Global Change Assessment Model GCAM. Disponible: <http://jgcri.github.io/gcam-doc/>
- Global Energy Observatory, Google, KTH Royal Institute of Technology in Stockholm, Enipedia, World Resources Institute, (2019). Global Power Plant Database v1.2.0. Published on Resource Watch. Accessed through Resource Watch in July 2019. Disponible: <http://resourcewatch.org/> and Google Earth Engine Available: <https://earthengine.google.com/>).
- Global Energy Statistical Yearbook, (2019). <https://yearbook.enerdata.net/renewables/renewable-in-electricity-production-share.html>; Consultado Julio 2019.
- <https://doi.org/10.5194/gmd-12-677-2019>.
- IEA, (2019). The Future of Hydrogen: Seizing today's opportunities Report prepared by the IEA for the G20, Japan International Energy Agency. Paris, France.
- IEA, (2019): Tracking Clean Energy Progress. Statistics and data. Disponible: <https://www.iea.org/tcep/transport> ; Consultado agosto de 2019.
- International Gas Union (IGU), (2012): Natural gas is the Cleanest Fossil Fuel.
- IRENA (2017), Renewable energy benefits: Leveraging local capacity for onshore wind, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA (2018). Renewable Energy Policies in a Time of Transition. IRENA. Abu Dhabi.
- IRENA (2019): Renewable Energy and Jobs. Annual Review 2019. Abu Dhabi.
- IRENA, (2015). A look at IRENA's Geothermal Initiative in the Andes. Disponible: <https://www.irena.org/newsroom/articles/2015/Sep/A-Look-at-IRENAs-Geothermal-Initiative-in-the-Andes>
- IRENA, (2019). Innovation Landscape for a renewable-powered future: Solutions to Integrate Variable Renewables. International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi.
- IRENA, CEM, (2015). Renewable Energy Auctions – A Guide to Design. Disponible: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/Jun/IRENA_Renewable_Energy_Auctions_A_Guide_to_Design_2015.pdf
- Kaiser M.J., (2017). A review of refinery complexity applications. Petroleum Science. Febrero 2017, Volumen 14, Publicación 1, pp 167–194. Disponible: <https://doi.org/10.1007/s12182-016-0137-y>

- Karagulian F., Belis C.A., Dora C.F.C, Prüss-Ustün A.M., Bonjour S., Adair-Rohani H., Amann M., (2015). Contributions to cities' ambient particulate matter (PM): A systematic review of local source contributions at global level. *Atmospheric Environment* Volumen 120, Noviembre 2015, Páginas 475-483. Disponible: <https://doi.org/10.1016/j.atmosenv.2015.08.087>
- LaCommare K., Eto J., (2004). Understanding the cost of power interruptions to U.S. electricity consumers. ERNEST ORLANDO LAWRENCE BERKELEY NATIONAL LABORATORY. Report number: LBNL-55718. Berkely, California.
- Levy A., (2017). Marine Energy in Chile. A new energy innovation series. IDB. Washington DC. Disponible: <https://publications.iadb.org/publications/english/document/Marine-Energy-in-Chile.pdf>
- Li B., Liu J., 2017. Progress and directions in low-cost redox-flow batteries for large-scale energy storage. *National Science Review* 4(1):91-105. doi:10.1093/nsr/nww098
- Maluenda B., Moreno J., (2018). New Market Interactions in the Chilean Electricity System with High Integration of Variable Renewable Energy. Paper presented at : 41st IAAE International Conference: Transforming Energy Markets At: Groningen, The Netherlands
- Manley D., Cust J., Cecchinato G., (2017). Stranded Nations? The Climate Policy Implications for Fossil Fuel-Rich Developing Countries. OxCarre PolicyPaper 34 CarreOxford Centre for the Analysis of Resource Rich Economies. Disponible: https://www.economics.ox.ac.uk/images/Documents/OxCarre_Policy_Papers/OxCarrePP201634.pdf
- Mc Kenna J., (2019). Why offshore wind creates so many jobs. Disponible: <https://spectra.mhi.com/why-offshore-wind-creates-so-many-jobs>
- Mejdalani A., Chueca E., Lopez D., Yi L., Carvalho M., (2018). Implementing Net Metering Policies in Latin America and the Caribbean: Design, Incentives and Best Practices. TECHNICAL NOTE N° IDB-TN-1594.
- Morshed F., Zewuster M., (2018): Renewable Energy in Latin America. *Energy Monitor*. ABN-AMRO. Disponible: <https://insights.abnamro.nl/en/2018/05/energy-monitor-renewable-energy-in-latin-america/>
- Nagendran S., (2017) Four charts explaining Latin America's Impending Solar Boom. Disponible: <https://www.greentechmedia.com>
- NREL (2019) Q1/Q2 2019 Solar Industry Update. Disponible: <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/74585.pdf>
- OCDE, (2014): The Cost of Air Pollution. OCDE Publishing. Disponible: http://www.oecd-ibrary.org/environment/the-cost-of-air-pollution_9789264210448-en
- OBELA, (2019). El papel del litio en la guerra comercial. Disponible: <http://www.obela.org/analisis/el-papel-del-litio-en-la-guerra-comercial>
- OLADE, (2019). Personal Communication with daily load curves for electric demand in Latin America, various countries.
- Patel N., (2019). Brookings Blog: electricity access in Africa. Disponible: <https://www.brookings.edu/blog/africa-in-focus/2019/03/29/figure-of-the-week-electricity-access-in-africa/>
- PVTECH (2019): Espejo de Tarapaca Project. Disponible: <https://www.power-technology.com/projects/espejo-de-tarapaca-project/>
- Raesaar P., Tiigimagi, E., Valtin, J., (2005). Assessment of electricity supply interruption costs in Estonian Power System. *Oil Shale*, 22 (2), 217-231, 2005.
- Ricsu C., Habibi S., Bauman, J., (2018). Design and Optimization of An Electric Vehicle with Two Battery Cell Chemistries. IEEE. 2018 IEEE Transport Electrification Conference and Expo (ITEC). Disponible: <https://ieeexplore.ieee.org/xpl/conhome/8410750/proceeding>
- Riojas-Rodríguez H., da Silva AS., Texcalac-Sangrador JL., Moreno-Banda GL., (2016). Air pollution management and control in Latin America and the Caribbean: implications for climate change. *Rev Panamá Salud Pública*. 2016 Sep;40(3):150-159.
- Romero-Lankao P., Qin H., Borbor-Cordova M., (2013). Exploration of health risks related to air pollution and temperature in three Latin American cities. 83:110-8. doi: 10.1016/j.socscimed.2013.01.009 2013 Jan 20. Disponible: <https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/23434119>

- Sachgau O., (2019). Germany's First 'Electric' Highway Charges Trucks as They Drive. Forbes News. Disponible: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2019-05-13/germany-s-first-electric-highway-charges-trucks-as-they-drive>
- Sanchez-Molina P., (2019). Region's first utility scale solar-plus-storage project comes online in Mexico. Disponible: <https://www.pv-magazine.com/2019/05/02/regions-first-utility-scale-solar-plus-storage-project-comes-online-in-mexico/>
- Sanstad A., (2016). Regional Economic Modelling of Electricity Supply Disruptions: A Review and Recommendations for Research. Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory. Report number: LBNL-1004426. Berkeley, California.
- Schmidt E., (2017). The impact of growing electric vehicle adoption on electric utility grids. Disponible: <https://www.fleetcarma.com/impact-growing-electric-vehicle-adoption-electric-utility-grids/>
- SEIA, (2019). Solar Industry Research Data: Solar Industry Growing at a Record Pace. Disponible: <https://www.seia.org/solar-industry-research-data>
- Shuai M., Chengzhi W., Shiwen, Y., Hao, G., Jufang Y., Hui H., (2018): Review on Economic Loss Assessment of Power Outages. Volumen 130, 2018, Páginas 1158-1163 Disponible:<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1877050918305131?via%3Dihub>
- Smart Energy International, (2018). Interview of Smart Energy International spoke with Ben Gardner (2018) Smart metering to cover 50% of South America's smart grid investments. Disponible: <https://www.smart-energy.com/industry-sectors/smart-grid/smart-metering-to-cover-50-of-south-americas-smart-grid-investments/>
- Statista, (2018): Number of renewable energy jobs in Mexico in 2018, by industry (in 1,000s). Disponible: <https://www.statista.com/statistics/987629/renewable-energy-jobs-industry-mexico/>
- Statista. Number of cars sold worldwide from 1990 to 2019 (in million units). Database. Consultado: Agosto 2019. Disponible: <https://www.statista.com/statistics/200002/international-car-sales-since-1990/>
- Stratas Advisors, (2018). Latin America: Refinery Fuel Market Outlook. Disponible: <https://stratasadvisors.com/Insights/101918-Latin-America-Refinery-Fuel-Market-Outlook>
- T&D World, (2018). Mexico Smart Grid and Smart Cities Market \$8.4 Billion Over Next Decade. Disponible: <https://www.tdworld.com/metering/mexico-smart-grid-and-smart-cities-market-84-billion-over-next-decade>
- The International Renewable Energy Agency IRENA, (2016). Renewable Energy Statistics 2016, Abu Dhabi.
- Thi Patterson E., (2018). Bringing back good manufacturing jobs to America, one electric bus at a time. UC Berkeley Labor Center. Disponible: <http://laborcenter.berkeley.edu/bringing-back-good-manufacturing-jobs-america-one-electric-bus-time/>
- UC Davis 3 Revolutions Future Mobility Program. NEW ISSUE PAPER* Mobility Data Sharing: Challenges and Policy Recommendations. Disponible: <https://3rev.ucdavis.edu/>
- Uddin, K., Dubarry, M. and Glick, M. B. (2018). The viability of vehicle-to-grid operations from a battery technology and policy perspective. Energy Policy. 113 (2018) 342–347. Disponible: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.11.015>
- PNUMA-MOVE (2019). Reporte Regional de Movilidad Eléctrica para América Latina y el Caribe 2019.
- PNUMA, (2017): AGUA Y ENERGÍA: Efecto del Cambio Climático en los Sistemas de Generación Hidroeléctrica de América Latina.
- PNUMA, (2018). The Emissions Gap Report 2019. Disponible: <https://www.unenvironment.org/resources/emissions-gap-report-2019>

- UNEP (2015). Zero Carbon Latin America: A pathway for the decarbonization of the regional economy by mid-century. Disponible: <https://unepdtu.org/publications/zero-carbon-latin-america-a-pathway-for-net-decarbonisation-of-the-regional-economy-by-mid-century/>
- Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA), Climate and Clean Air Coalition (CCAC), (2018). Integrated Assessment of Short-lived Climate Pollutants in Latin America and the Caribbean. Disponible: <https://ccacoalition.org/en/resources/integrated-assessment-short-lived-climate-pollutants-latin-america-and-caribbean>.
- United Nations, (2019). Just Transition of the Workforce, and the Creation of Decent Work and Quality Jobs Technical paper. Disponible: <https://unfccc.int/sites/default/files/resource/Just%20transition.pdf>
- UPME, (2016). SEGURIDAD ENERGÉTICA PARA COLOMBIA. Informe Final. Disponible: <https://bdigital.upme.gov.co/bitstream/001/1314/1/Seguridad%20Energ%C3%A9tica%20UPME-CIDET%20Entrega%20Final.pdf>
- US Bureau of Labor Statistics, (2018). Green growth: Employment projections in environmentally focused occupations. Disponible: <https://www.bls.gov/careeroutlook/2018/data-on-display/green-growth.htm>
- Vergara W., Alatorre C. & Alves L., (2013). Rethinking our energy future: A White Paper on Renewable Energy for the 3GFLAC Regional Forum. IDB Discussion Paper IDB- DP-292.
- Vergara W., Deeb A., Cramton P., Toba N., Leino I. & Benoit P., (2010). 'Wind energy in Colombia: a framework for market entry'. World Bank Publications. Disponible: <http://www.cramton.umd.edu/papers2010-2014/vergara-deep-toba-cram-ton-leino-wind-energy-in-colombia.pdf>
- Vergara W., Rios A., (2013). The impact of black carbon in Andean glacier melting: linking local action with local climate effects. In Protecting the balance between climate and life on Earth. Special Edition Slowing Climate Change in Vulnerable Regions Summer 2013 – Volumen 25, No. 1 . Climate institute. Washington D.C.
- Vergara W., Scholz S.M. (2011). 'Assessment of the risk of Amazon dieback'. Washington D.C. Disponible from: <http://documents.worldbank.org/curated/en/228631468015874565/Assessment-of-the-risk-of-Amazon-dieback>
- Wehrmann B., (2018). Solar power in Germany – output, business & perspectives. Clean Energy Wire. Disponible: <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/solar-power-germany-output-business-perspectives>
- OMS, (2015). WHO Air quality guidelines for particulate matter, ozone, nitrogen dioxide and sulphur dioxide Global update 2005 Summary of risk assessment. Geneva, Switzerland. Disponible: https://apps.who.int/iris/bitstream/handle/10665/69477/WHO_SDE_PHE_OEH_06.02_eng.
- Banco Mundial, (2002). Improving Air Quality in Metropolitan Mexico City: An Economic Valuation'. Disponible: <http://hdl.handle.net/10986/15696>
- Banco Mundial, (2019). Electricity Indicator database. Disponible: <https://data.worldbank.org/indicator/eg.elc.accs.zs> (Consultado agosto de 2019)

ANEXO 1

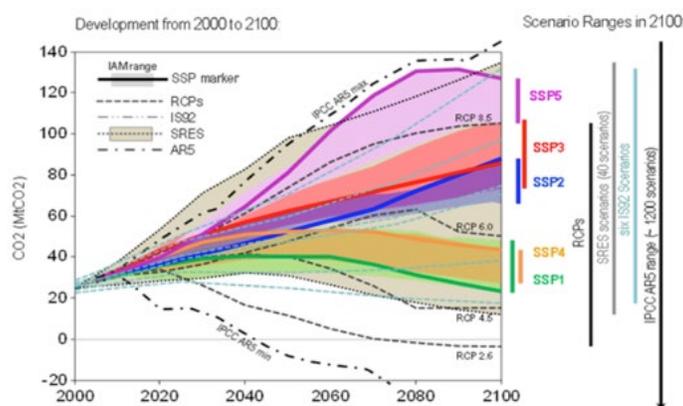
Modelo de Evaluación de Cambio Global (GCAM0029)

Para propósitos del informe, la versión 5.1.3 de GCAM (versión ALC) se ha utilizado para el escenario de referencia (Calvin K et al., 2018). GCAM es un modelo de evaluación integrada de código abierto que representa los vínculos entre la energía, el agua, la tierra, el clima y los sistemas económicos. GCAM es un modelo de equilibrio de mercado, tiene un alcance global y opera desde 2010 (año de calibración) hasta 2100 en intervalos de cinco años. Se puede usar para examinar, por ejemplo, cómo los cambios en el costo de la tecnología pueden alterar la demanda de energía y las emisiones asociadas. En términos de algoritmos de solución, GCAM es un modelo dinámico-recursivo, que resuelve cada período de forma secuencial (en función de la información existente para el período que se está resolviendo) mediante el establecimiento de precios de compensación de mercado para todos los mercados existentes (energía, agricultura, suelo y emisiones). Esto significa que, para cada período modelo, un esquema iterativo asegura la convergencia a los precios de equilibrio final de modo que los suministros y las demandas sean iguales en todos los mercados.

En el escenario de referencia de GCAM, los aspectos socioeconómicos son consistentes con el escenario "a mitad de camino" de la Vía Socioeconómica Compartida 2 (SSP2) (Fricko et al. 2017).¹⁹⁶ El escenario SSP2 según lo descrito por Fricko et al. da como resultado de una demanda global de energía final de 640 EJ / año para 2050 y conduce a 6.7 W/m² de forzamiento radiativo y 3.9 °C de calentamiento antropogénico. Sin embargo, las suposiciones socioeconómicas en algunos países de ALC (por ejemplo, Argentina, Colombia y Uruguay) se refinaron en una consulta más cercana con expertos locales del mundo académico y agencias gubernamentales.

El escenario GCAM RCP 2.6 proporciona una vía consistente con la descarbonización global para 2100, y una anomalía de temperatura por debajo de 2 °C.¹⁹⁷ Para alcanzar este nivel de emisiones, el sector eléctrico depende en gran medida de la captura y el almacenamiento de carbono. El desembolso de capital total para este escenario se calcula en USD 1.8 billones (2010) USD 2.1 billones (2018).¹⁹⁸

Figura 1. SSP Escenarios de uso del suelo-energía-economía-emisiones (Riahi K., et al, 2018)



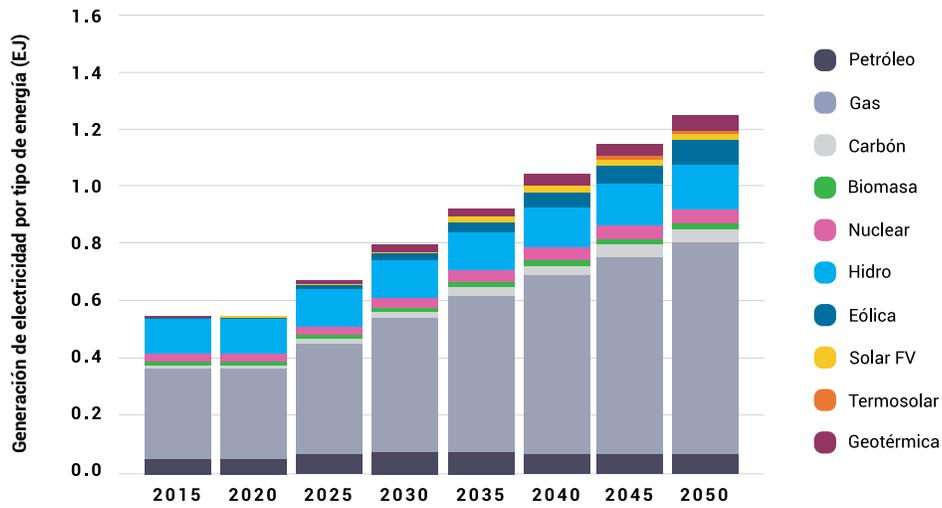
196. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959378016300784>

197. De hecho, 2100 anomalía de temperatura en GCAM RCP2.6 alcanza aproximadamente 1.7C.

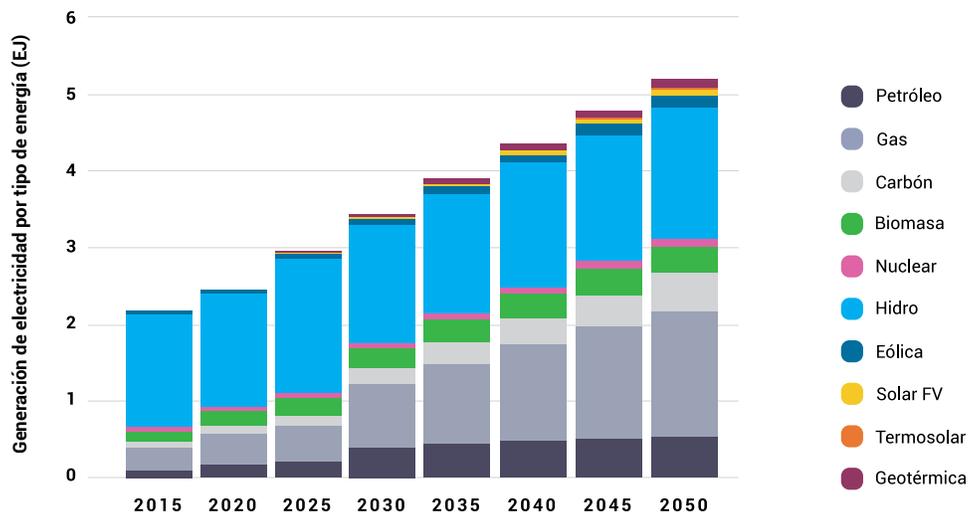
198. Para conversión a US\$ 2018, un factor de inflación de 1.15 fue utilizado.

Proyección de generación de electricidad bajo GCAM por país y subregión:

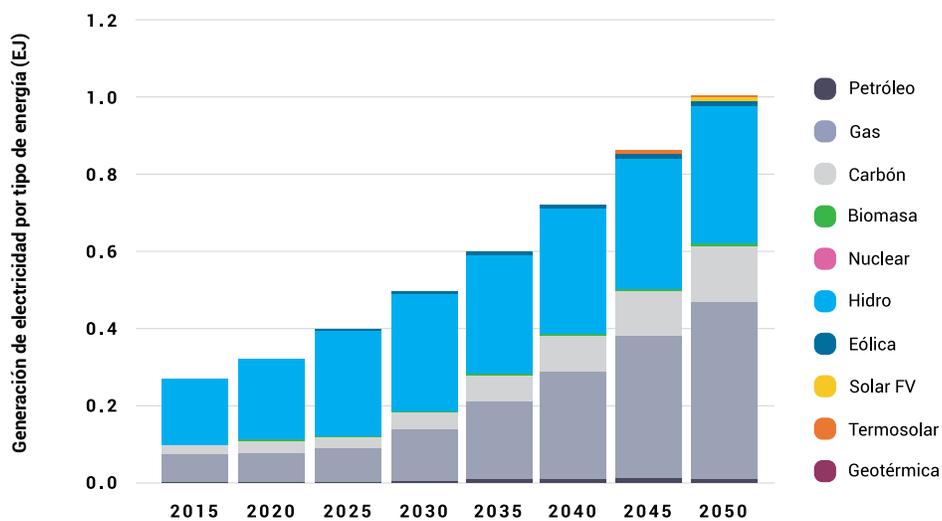
Referencia: Argetina



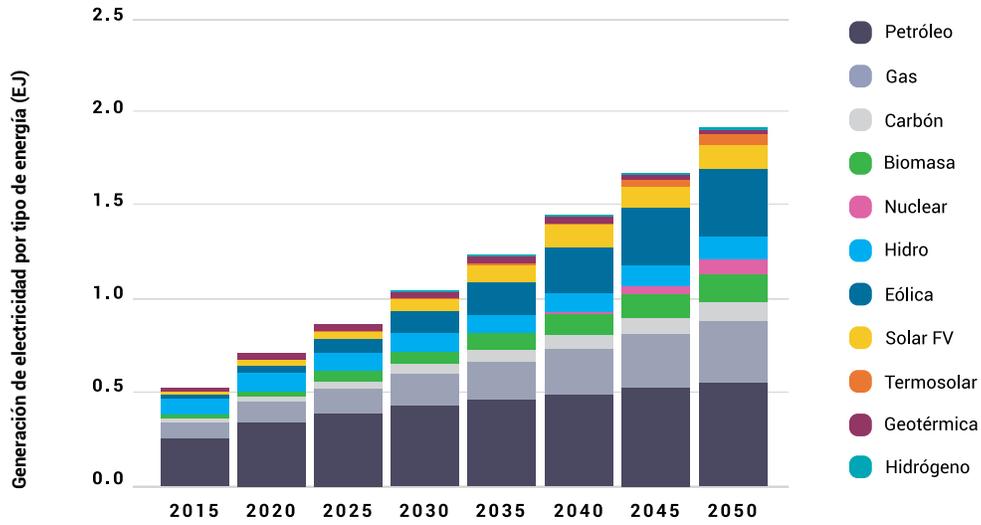
Referencia: Brasil



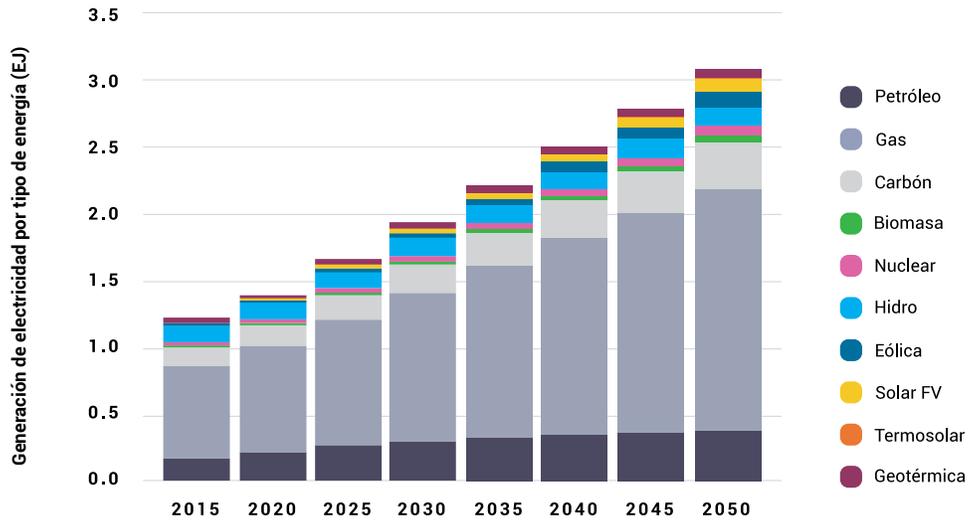
Referencia: Colombia



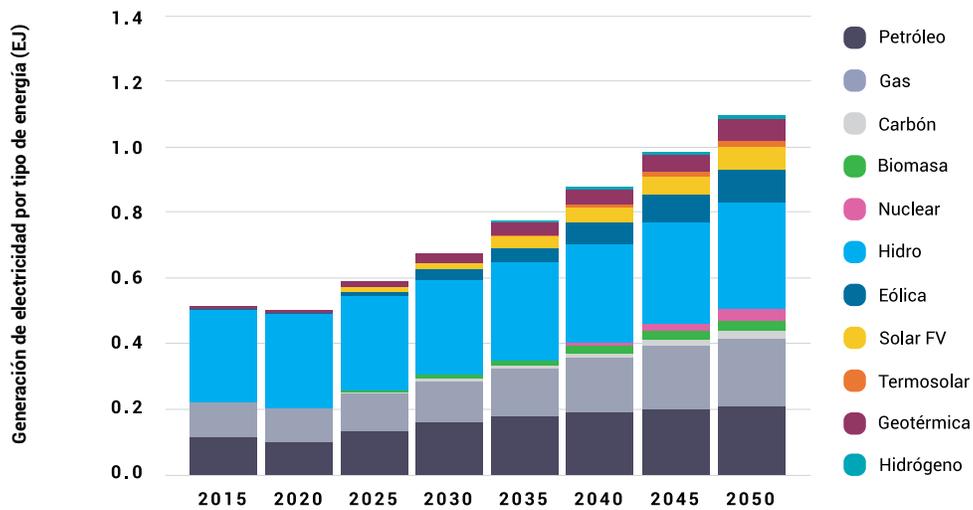
Referencia: América Central y el Caribe



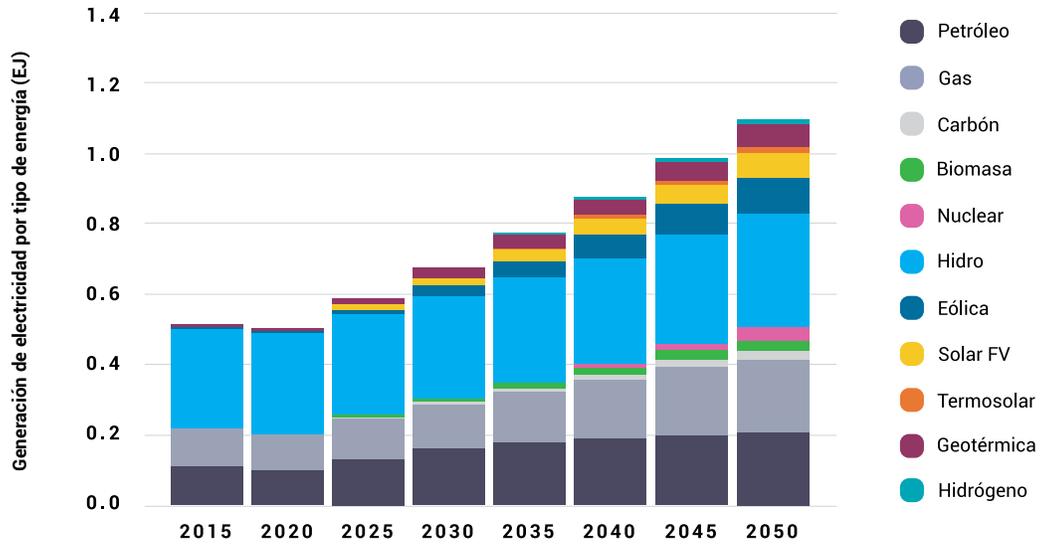
Referencia: México



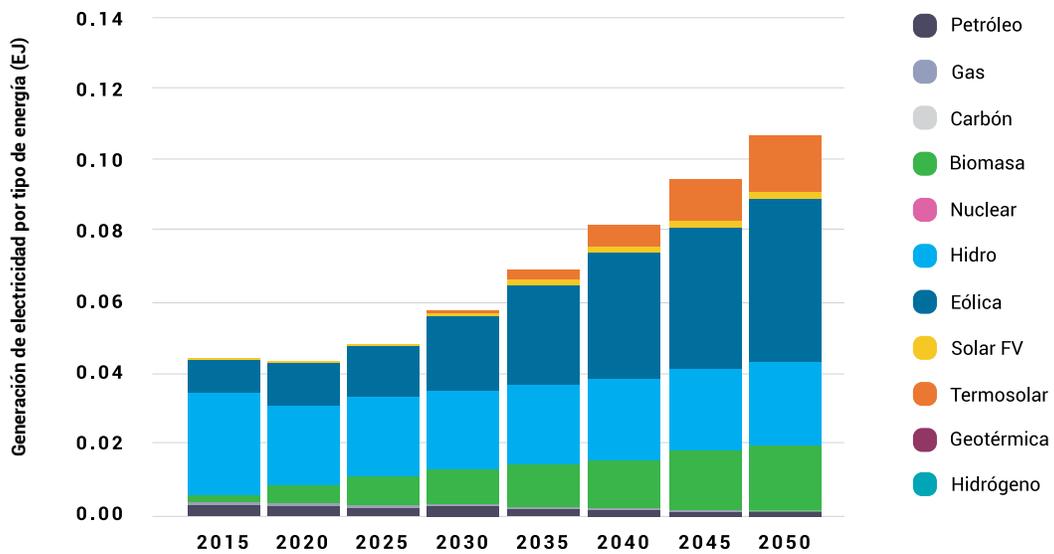
Referencia: Sudamérica Norte



Referencia: Sudamérica Sur



Referencia: Uruguay

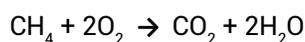


ANEXO 2

Huella de carbono de gas natural

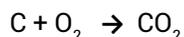
El gas natural es esencialmente metano (CH₄). Típicamente, en el gas natural habrá cantidades menores de hidrocarburos más pesados como el etano (C₂H₆), pero para los propósitos de este cálculo, y debido a que estos otros compuestos están presentes en cantidades menores (si no, generalmente están separados) y emitirían más CO₂ por unidad de carbono, su contribución será ignorada. El carbón es solo C.

Tras la combustión total, el gas natural emite menos CO₂ que el carbón por unidad de peso. Este es el resultado de su composición molecular. Esto se conoce como la ecuación de estequiometría.



Por cada 16 toneladas (considerando los respectivos pesos moleculares) de CH₄, se liberan 44 toneladas de CO₂.

Para el carbón, la ecuación de estequiometría es:



Por cada 12 toneladas de carbón, se liberan 44 toneladas de CO₂.

Es decir, una tonelada de carbono emite un 33% más de CO₂ que una tonelada de gas natural.

Sin embargo, el metano tiene un potencial de calentamiento mucho mayor que el CO₂. Es decir, si se libera metano a la atmósfera, tendría un mayor efecto de calentamiento por unidad de peso molecular que el CO₂. Teniendo en cuenta el tiempo de residencia en la atmósfera, el IPCC¹⁹⁹ ha estimado el potencial de calentamiento relativo de diferentes gases de efecto invernadero. Los valores se reproducen en la Tabla 1. El quinto (último) informe de evaluación indica que el metano tiene 28 veces el potencial de calentamiento del CO₂.

Tabla 1. Potencial de calentamiento global de algunos gases de efecto invernadero

Denominación industrial o nombre común	Fórmula química	Valores de GWP para un horizonte temporal de 100 años		
		Segundo informe de evaluación (SAR)	Cuarto Informe de Evaluación (AR4)	Quinto Informe de Evaluación (AR5)
Dióxido de carbono	CO ₂	1	1	1
Metano	CH ₄	21	25	28
Óxido nitroso	N ₂ O	310	298	265

Fuente: http://www.ghgprotocol.org/sites/default/files/ghgp/Global-Warming-Potential-Values%20%28Feb%2016%202016%29_1.pdf

199. www.ipcc.ch

Si el metano extraído del suelo se controla estrictamente durante su ciclo de procesamiento, es decir, si no hay fugas o emisiones fugitivas, se produciría una reducción neta del 33% en las emisiones de CO₂ cuando el carbón se reemplaza por metano, en base al peso. Pero este no es el caso. En una evaluación de las fugas del gasoducto y el sistema de distribución de gas natural en los Estados Unidos, se descubrió que el 2.3% del metano se filtra a la atmósfera.²⁰⁰

Hay razones para suponer que las emisiones de gas natural durante todo el ciclo de procesamiento tienen un mayor porcentaje en ALC. En México, un cálculo estima que las emisiones fugitivas de gas natural representan el 8% de las emisiones totales de GEI de la industria del petróleo y el gas.²⁰¹ En Argentina, Codeseira estimó que entre 2002 y 2014 el sistema de distribución de gas natural a los usuarios finales perdió entre 2 y 10% en peso.²⁰²

Si se suponen emisiones fugitivas, pérdidas, de poco más del 3.3% en peso durante la distribución de gas, las emisiones del gas natural serían casi iguales a las del carbón por unidad de peso:

Combustión de metano, 1 tonelada de rendimiento 2.75 toneladas de CO₂

CH₄ (0.33% x 28 CO₂) = 0.92 toneladas de CO₂ equivalente.

Total= 3.67 toneladas de CO₂ equivalente.

Por tonelada de C:

Combustión de C, 1 tonelada de rendimiento 3.67 toneladas de CO₂

200. <https://science.sciencemag.org/content/361/6398/186>

201. <https://imco.org.mx/wp-content/uploads/2018/02/AFB-Emissiones-de-metano-en-el-sector-petr%C3%B3leo-y-gas.pdf>

202. <http://www.ceare.org/tesis/2017/tes18.pdf>

ANEXO 3

Estimación del potencial comparativo de generación de electricidad de los puntos críticos de energía en ALC.

Eficiencia de centrales térmicas. Para calcular el potencial comparativo en términos de potencial de generación de electricidad, la producción anual de petróleo se convirtió en electricidad utilizando la eficiencia estimada de las centrales térmicas modernas (Tabla 1). Para propósitos de la estimación, se supone que toda generación tendrá una eficiencia del 50%.

Intensidad de campos energéticos. Para el desierto de Atacama, se consideró una radiación solar de 265 W / m². Para Sonora / Chihuahua fue de 190 W / m². Para el campo eólico en Brasil se utilizó un potencial de generación de 500 GW. La producción anual equivalente de electricidad de diferentes productores se presenta en la Tabla 2 junto con los parámetros relevantes para calcular la equivalencia.

La equivalencia se estimó de la siguiente manera: Años de equivalencia en la generación = AOP x eficiencia de conversión / Área de producción anual x radiación x eficiencia de conversión.

Tabla 1. Estimación de la eficiencia de las centrales térmicas

Tecnología	Rango de eficiencia de conversión de energía en electricidad (%)
Turbina de gas	20-35
Central eléctrica de carbón	35-46
Central eléctrica de petróleo	38-45
Gas de ciclo combinado, el mejor de su clase	62
Eficiencia media asumida	50

Fuente: <https://geospatial.blogs.com/geospatial/2010/01/energy-efficiency-of-fossil-fuel-power-generation.html>

Tabla 2. Estimación del potencial eléctrico equivalente de los grandes productores de petróleo

País productor de petróleo	Producción anual de Petróleo (MMBBL)	Potencial equivalente de generación de electricidad (PWh)	Área de Energía Renovable	Intensidad de la energía	Área total (km ²)	Eficiencia de conversión a electricidad	Meses de generación del 10% de la superficie con tecnología FV para una producción anual equivalente de petróleo
Arabia Saudita	4.53	3.85	Atacama	265 W/m ²	102,000	20% en FV	8
Irán	1.63	1.1	Sonora Chihuahua	190 W/m ²	260,000	20% en FV	1
Brasil	1.27	1.0	Eólica en la costa de Brasil	500 GW	7,500 km	20% de factor en línea para plantas eólicas	14

Fuente: Estimaciones del autor; asumir el 10% del área, la eficiencia fotovoltaica del 20% de producción de energía eólica al 20% del potencial. Utiliza la eficiencia promedio de las centrales térmicas al 50%. Para la energía eólica en Brasil, utiliza un potencial de 500 GW.

ANEXO 4

Energía potencial equivalente estimada de grandes reservas hidroeléctricas

La capacidad nominal total de energía hidroeléctrica en la región se estima en 155 GW. De estos, aproximadamente 100 GW se encuentran en depósitos de más de 1 GW de capacidad nominal, que se consideran más capaces de mantener una capacidad de almacenamiento.

Con fines ilustrativos, se estima que solo el 25% de la capacidad de los reservorios podría funcionar como capacidad de almacenamiento disponible para despachar en un sistema conectado regionalmente.

El almacenamiento de energía equivalente estimado disponible sería:

Capacidad de almacenamiento anual regional equivalente de grandes reservorios en la región = $100 \text{ GW} \times 0.25 \times 8,760 \text{ horas de operación/año} = 0.22 \text{ TWh}$

ANEXO 5

Flota de transporte por carretera en algunos países de la región

La flota de transporte por carretera en algunos países se describe en la Tabla 1.

A los fines del informe, se ha asumido que la tasa de motorización en la región disminuirá gradualmente, permaneciendo constante desde el 2030 hasta mediados de siglo. La reducción en el crecimiento de la flota de automóviles se anticipa en función de las preocupaciones sobre la congestión, los efectos sobre la productividad y un aumento en el uso del transporte público de pasajeros y no motorizado. Se supuso que la tasa de crecimiento hasta 2030 sería de un 2% anual compuesto. Bajo este supuesto, la flota de automóviles crecería en aproximadamente un 30% a 140 millones de automóviles en 2030 y, a partir de entonces, se mantendrá estable. Contribuir a una reducción en la tasa de crecimiento de la flota de automóviles es el aumento previsto en la movilidad compartida. Sin embargo, es completamente posible que, a pesar de los esfuerzos, la tasa de motorización continúe creciendo a un ritmo insostenible. De acuerdo con un crecimiento estancado de pasajeros de vehículos, se supone que la flota de autobuses se duplicará en 2050. La flota de camiones también se duplicaría.

Tabla 1. Tamaño de la flota de transporte por carretera en algunos países (en miles de unidades)

País	Vehículos	Buses	Camiones
Argentina	13,330	84	680
Brasil	62,200	1,026	4,308
Chile	3,560	129	206
Colombia	3,370	197	325
Costa Rica	850	17	213
México	30,700	400	10,800
Panamá	610	33	144
Perú	2,780	83	266
Uruguay	1,035	70	70
Total	118,435	2,039	17,012

ANEXO 6

Algunos activos de combustibles fósiles sujetos a desmantelamiento bajo el escenario de intervención

Centrales eléctricas. El escenario de intervención supone que no habrá plantas de combustibles fósiles en funcionamiento para el 2050. Para estimar el valor del capital perdido a causa de la suspensión de las plantas, se compilaron los costos de instalación y el año de puesta en servicio. El valor del capital desmovilizado se estimó utilizando un calendario de depreciación directo con un período útil de operación de 60 años. Para ser conservador, el año de la última puesta en servicio se utilizó como punto de partida del calendario de amortización. El valor residual es el valor que queda por amortizar en el año estimado de desmantelamiento según el escenario de intervención.

Tabla 1. Lista de centrales eléctricas que utilizan combustibles fósiles sujetas a desmantelamiento en el escenario de intervención

País	País	Número de unidades	Capacidad MW	Combustible primario	Año de puesta en servicio más reciente	Costo de instalación acumulativo (USD miles de millones)
ARG	Argentina	8	4,844.2	Carbón	1993	3.63
BRA	Brasil	9	2,584.9	Carbón	2013	1.94
CHL	Chile	12	4,794.3	Carbón	2012	3.60
COL	Colombia	5	1,393.0	Carbón	2016	1.04
MEX	México	3	5,378.4	Carbón	2015	4.04
PAN	Panamá	1	120.0	Carbón	2015	0.09
PER	Perú	1	132.0	Carbón	2015	0.10
ARG	Argentina	32	13,335.1	Gas	2013	10.67
BRA	Brasil	28	10,454.7	Gas	2016	8.63
CHL	Chile	6	2,926.2	Gas	2015	2.34
COL	Colombia	5	2,553.0	Gas	2015	2.04
JAM	Jamaica	1	120.0	Gas	2015	0.10
MEX	México	61	25,674.2	Gas	2015	20.5
PAN	Panamá	1	160.0	Gas	2015	0.13
PER	Perú	9	4,187.2	Gas	2013	3.35
URY	Uruguay	1	212.0	Gas	2015	0.17
BRA	Brasil	27	5,164.5	Petróleo	2015	4.65
CHL	Chile	12	1,879.8	Petróleo	2015	1.69
COL	Colombia	1	188.0	Petróleo	2015	0.17
CRI	Costa Rica	2	434.5	Petróleo	2015	0.39
JAM	Jamaica	2	470.0	Petróleo	1992	0.42
MEX	México	23	11,522.4	Petróleo	2015	10.37
PAN	Panamá	1	96.0	Petróleo	2015	0.09
URY	Uruguay	1	300.0	Petróleo	2015	0.27
BRA	Brasil	1	147.3	Otro	2007	n.a.

Refinerías. Se empleó un procedimiento similar para estimar el valor de las refinerías clausuradas antes del final de su período útil de operación. Las refinerías utilizadas en la estimación se enumeran en la Tabla 2.

Tabla 2. Lista de refinerías sujetas a desmantelamiento en el escenario de intervención

País	Capacidad (miles de barriles por día)	Año de puesta en servicio más reciente	Costo de instalación (mil millones de dólares)
Argentina	580	2010	2.32
Brasil	2,285	2010	9.14
Chile	258	2010	1.03
Colombia	421	2010	1.68
Curazao	320	2010	1.28
Ecuador	175	2010	0.70
México	1,546	2010	6.18
Perú	253	2010	1.01
Trinidad y Tobago	165	2010	0.66
Venezuela	1,303	2010	5.21
Otros S. y Cent. América	384	2010	1.54
Total Latinoamérica	7,690	2010	30.76
Total S. y Cent. América	5,979	2010	23.91

ANEXO 7

Escenario de Intervención

El escenario de intervención se describió anteriormente (Vergara W., et. Al., 2015). Consiste en medidas para descarbonizar la economía de la región a mediados de siglo. Para el sector eléctrico, se asume:

a) Comenzando alrededor de 2020, toda la nueva demanda será satisfecha por las energías renovables, es decir, por una combinación de nuevas instalaciones eólicas, solares y geotérmicas, que ya tienen LCOE por debajo del gas natural y el carbón, complementadas por alguna expansión de la capacidad hidroeléctrica principalmente pequeña hidro o de pasada.

b) Para el 2030, todas las plantas de combustibles fósiles que operan actualmente, excepto el gas, habrán sido retiradas, y para el 2050, todas las unidades de gas natural existentes también se discontinuarán. La demanda se cubrirá con las adiciones correspondientes en energías renovables (en su mayoría eólicas, geotérmicas y solares complementadas por la expansión de centrales de pasada o pequeñas centrales hidroeléctricas y grandes en construcción) con una mayor participación de la termosolar y la energía solar distribuida. Uno debería esperar la utilización a gran escala de hot spots para el desarrollo de tecnología renovable para entonces. Los ejemplos incluyen el despliegue de energía solar fotovoltaica y termosolar de tamaño GW en el desierto de Atacama y otras áreas de alta irradiación, así como el uso similar de dotaciones localizadas para eólica.

Para el sector del transporte, el camino incluye:

a) Cambio a eléctrico para todos los BRT existentes en la región para el 2025, y todos los nuevos BRT que se vuelvan eléctricos desde la etapa de diseño para el 2025. Si bien este cambio no producirá reducciones sustanciales en los combustibles fósiles, podría ser un cambio emblemático, ilustrando el potencial de la tecnología y traer beneficios colaterales visibles en áreas urbanas, así como estimular el desarrollo del mercado de modos eléctricos para vehículos de transporte público.

b) La flota de vehículos de pasajeros de reemplazo se vuelve 10% eléctrica (ajustada a la baja de una estimación original del 15%) para 2025, 60% para 2040

y está totalmente electrificada para 2050. La misma tasa de conversión la experimentan los camiones ligeros y todos los autobuses. Esto se basa en las ganancias anticipadas de competitividad logradas en un período muy corto. Estos segmentos representan el 47% de las emisiones viales en la región.

c) Toda la carga ferroviaria y el transporte de pasajeros estarán electrificados para 2040. Nuevamente, este no es un segmento importante del sector, pero la conversión de los ferrocarriles a la red eléctrica está dentro de la tecnología existente y disponible y señalará la decisión de electrificar el sector.

d) Todos los cambios de transporte marítimo a motores híbridos para el 2050.

e) El transporte pesado de carga por carretera se vuelve 5% eléctrico para el 2025, 60% eléctrico para el 2040 y está completamente electrificado para el 2050.

f) La aviación sigue basada en combustibles fósiles hasta mediados de siglo.

Mapa de la capacidad de generación de electricidad futura

Bajo el escenario de intervención, ninguna central eléctrica a base de combustibles fósiles estará en funcionamiento para el 2050. Estas son sustituidas por una combinación de tecnologías de energía renovable. La combinación está determinada por el impulso reciente en la expansión de la capacidad y la competitividad relativa prevista. La composición actual de la combinación de energía renovable por tecnología se presenta en la Tabla 1.

Existen diferencias sustanciales entre las naciones, pero la distribución promedio para las no hidroeléctricas es 70: 25: 5 para la energía eólica, solar y geotérmica. Los costos de generación proyectados para las energías renovables se presentaron en el Capítulo 3 del informe. Se proyecta que la eólica continuará siendo la alternativa más barata en toda la región. Pero se prevé que la energía solar FV también sea muy competitiva y se acerque a la energía eólica terrestre a mediados de siglo. Además, los grandes depósitos de energía solar en la región y la fácil adaptabilidad para dispersar las aplicaciones y el despliegue a través de la generación renovable desempeñarán un papel en la futura participación de la energía solar.

Tabla 1. Composición de la capacidad instalada actual de energías renovables

País	Capacidad actual de renovables (GW)			
	Hidro	Eólica	Solar	Geotérmica
Argentina	11.28	0.75	9.22	-
Brasil	99.33	14.40	2.23	-
Chile	6.72	1.52	2.27	-
Colombia	11.83	0.02	0.08	-
Costa Rica	2.33	0.45		0.20
Jamaica	0.03	0.10	0.02	-
México	12.11	4.68	2.43	0.95
Panamá	1.71	0.27	0.14	-
Perú	5.12	0.37	0.29	-
Uruguay	1.53	1.51	0.25	-
Región	185.54	25.05	9.22	1.59
Participación en la región (%) excluyendo hidro	-	70	25	5

Hoy en día, la energía hidroeléctrica tiene una ventaja dominante en la capacidad nominal total instalada. Sin embargo, algunos factores pesaron en contra de mantener esta ventaja. El primero es la mejora de la competitividad de la energía eólica y solar, que superará a la hidroeléctrica en términos de costos de generación. En segundo lugar, el hecho de que los mejores lugares para grandes reservas competitivas en costos ya están en uso en la región, lo que es consistente con una larga historia de explotación del recurso. Finalmente, es probable que haya costos sociales y ambientales sustanciales asociados con cualquier nueva gran reserva, lo suficientemente altos como para disuadir muchas inversiones en el futuro.

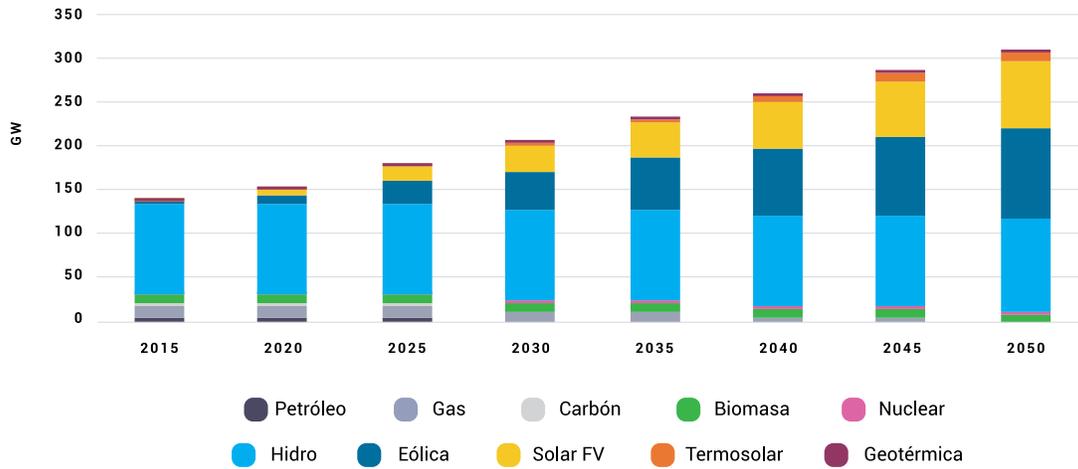
El informe no considera un aumento importante en la biomasa para la generación de electricidad dada la futura demanda anticipada de tierra como sumidero de carbono y para la producción de alimentos. No se espera que la energía mareomotriz desempeñe un papel importante para mediados de siglo. Sin embargo, es importante continuar invirtiendo en su desarrollo futuro dado el potencial en la región.

Además de la capacidad de almacenamiento en reservas, existe la expectativa de una mayor competitividad de la capacidad de almacenamiento vinculada a la energía eólica y solar y, en el futuro, en instalaciones de almacenamiento independientes.

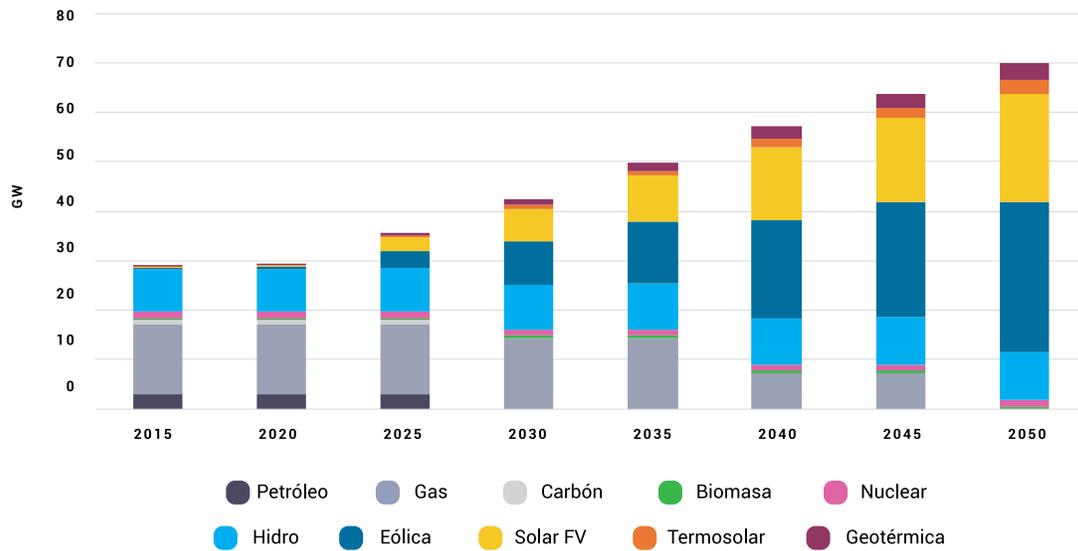
Con fines ilustrativos, y para facilitar la estimación de los desembolsos de capital, se supone que la distribución futura proyectada de nuevas fuentes de energía renovable de capacidad es 55: 40: 3: 2 para la energía eólica, solar (incluida la distribución que representa un mercado de importancia emergente, y solar fotovoltaica), así como, así como termosolar, geotérmica e hidroeléctrica (que en su mayoría reflejan unidades pequeñas, de pasada y algunas unidades grandes que ya están en construcción). También se supone que el sistema incorporará algo de almacenamiento de gran escala para mediados de siglo. Esta distribución se ha aplicado sobre una base regional y para algunos de los países en el análisis.

Las capacidades resultantes por país se resumen a continuación:

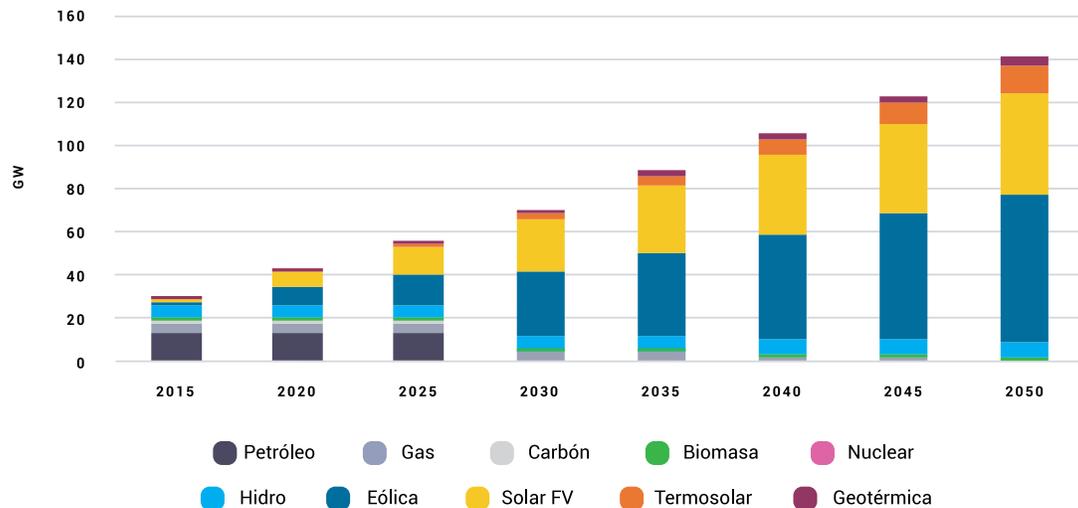
Escenario de Intervención: Brasil



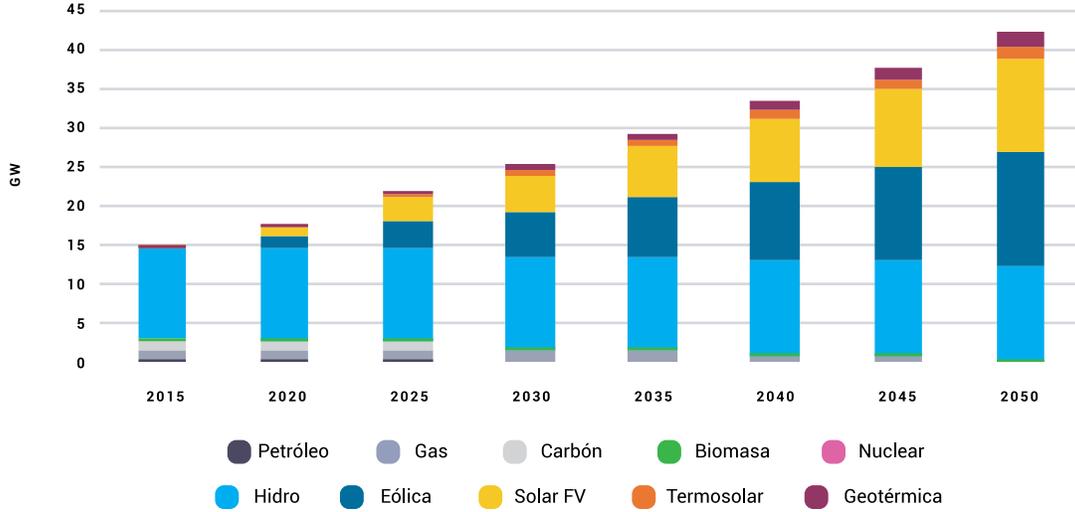
Escenario de Intervención: Argentina



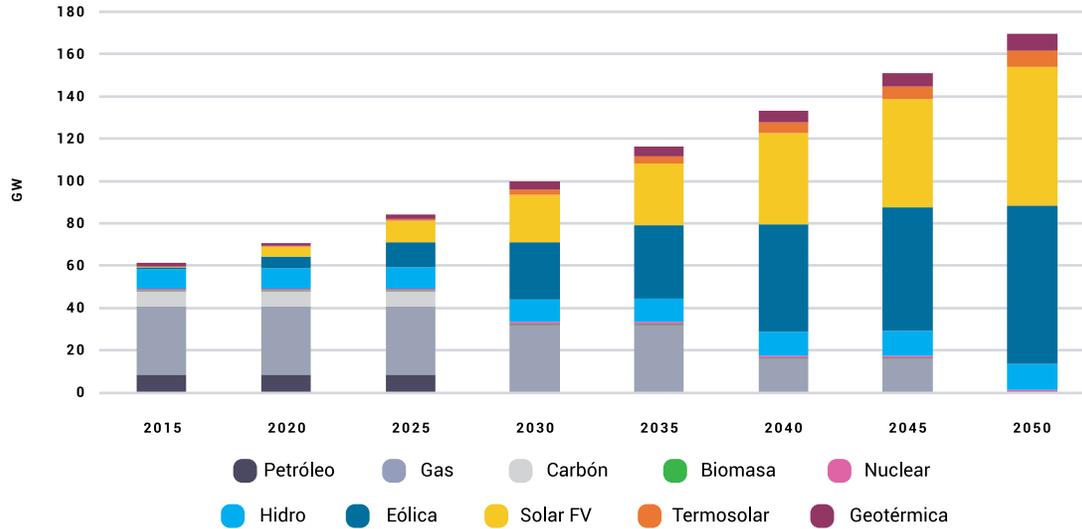
Escenario de Intervención: Centroamérica



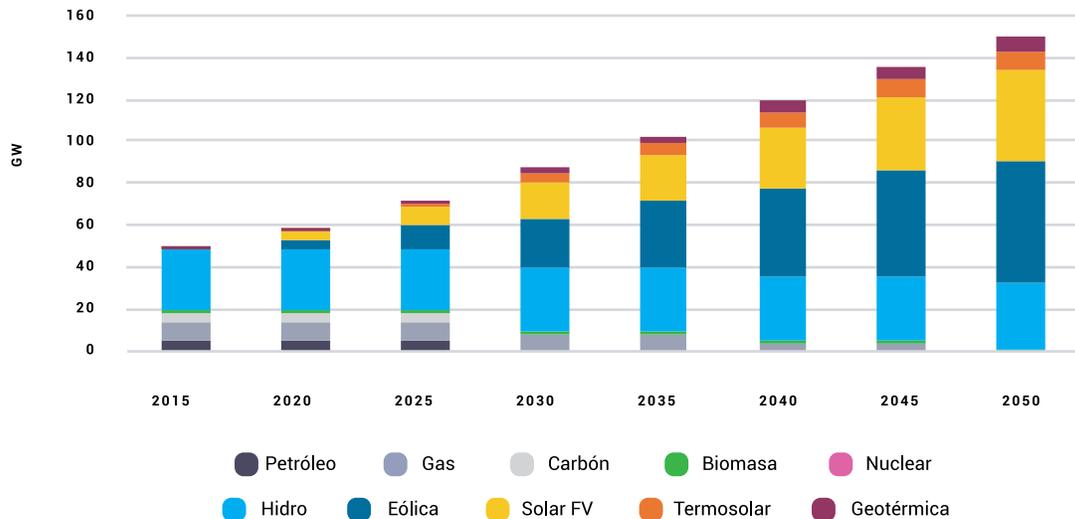
Escenario de Intervención: Colombia



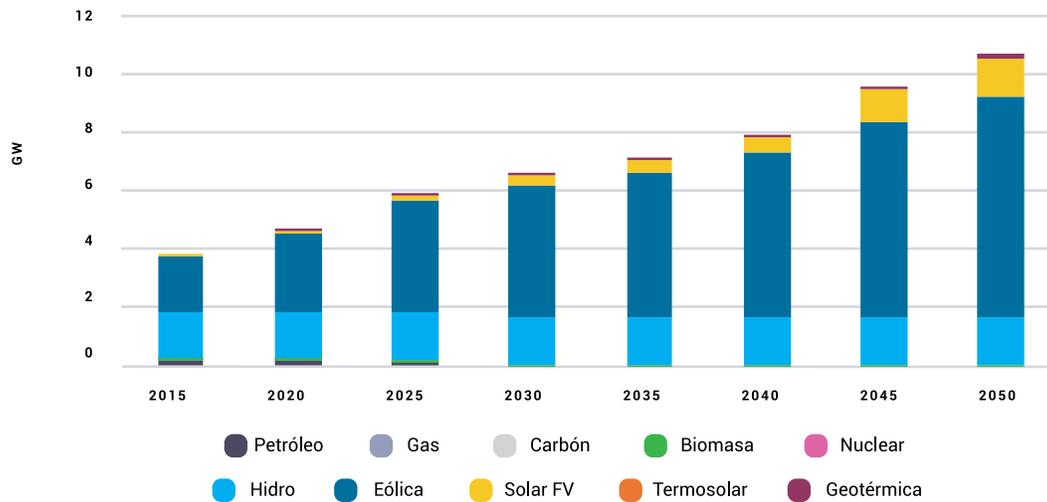
Escenario de Intervención: México



Escenario de Intervención: Sudamérica Sur

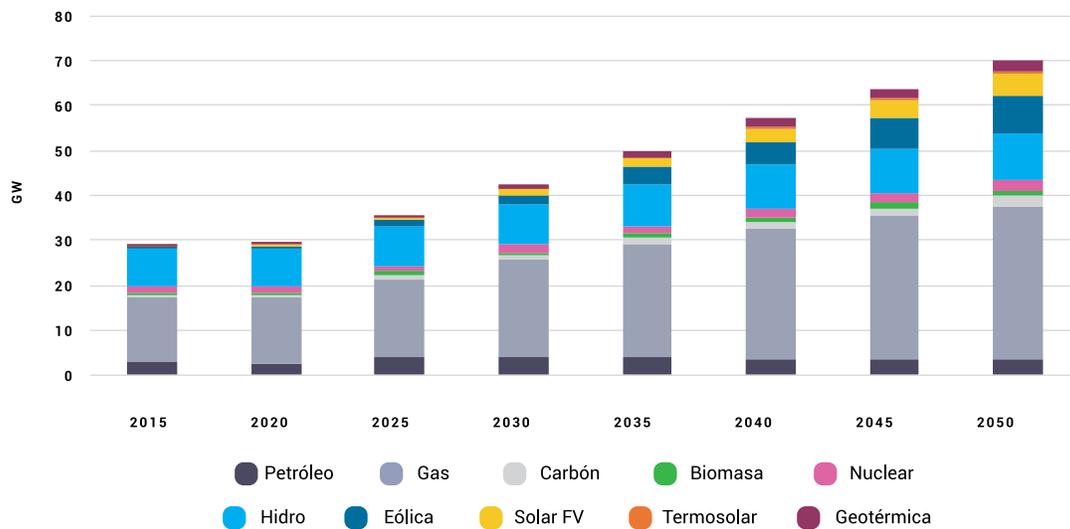


Escenario de Intervención: Uruguay

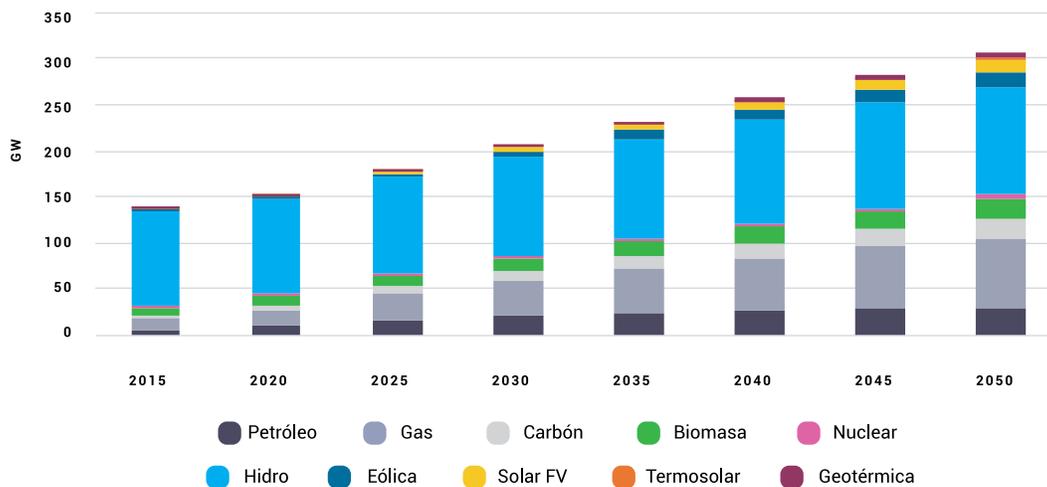


Para fines de comparación, también se incluyen las capacidades bajo el escenario de referencia:

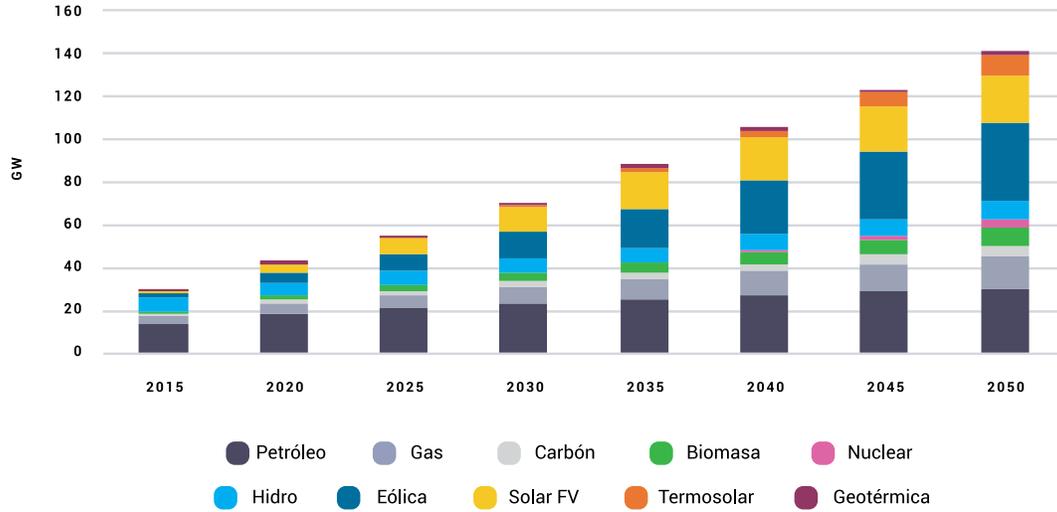
Escenario de referencia: Argentina



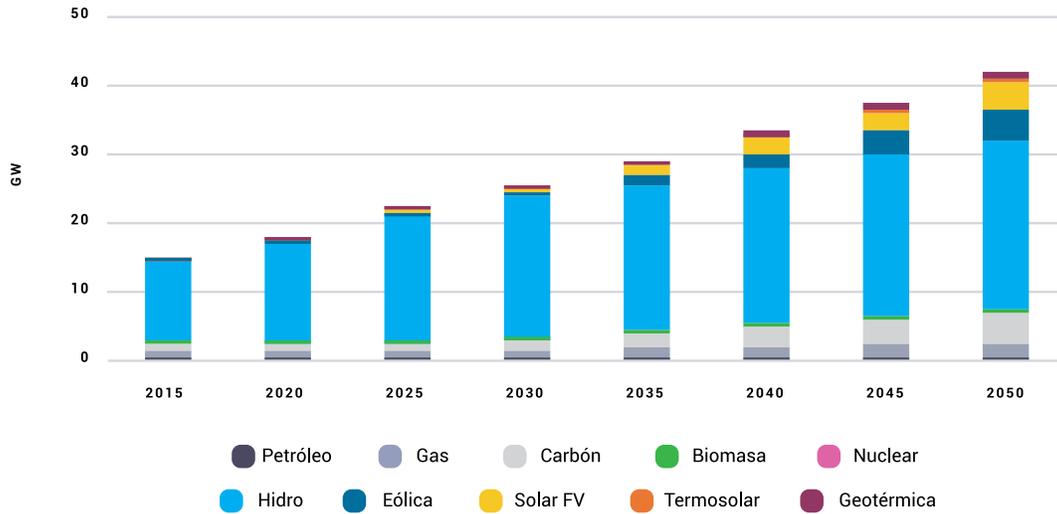
Escenario de referencia: Brasil



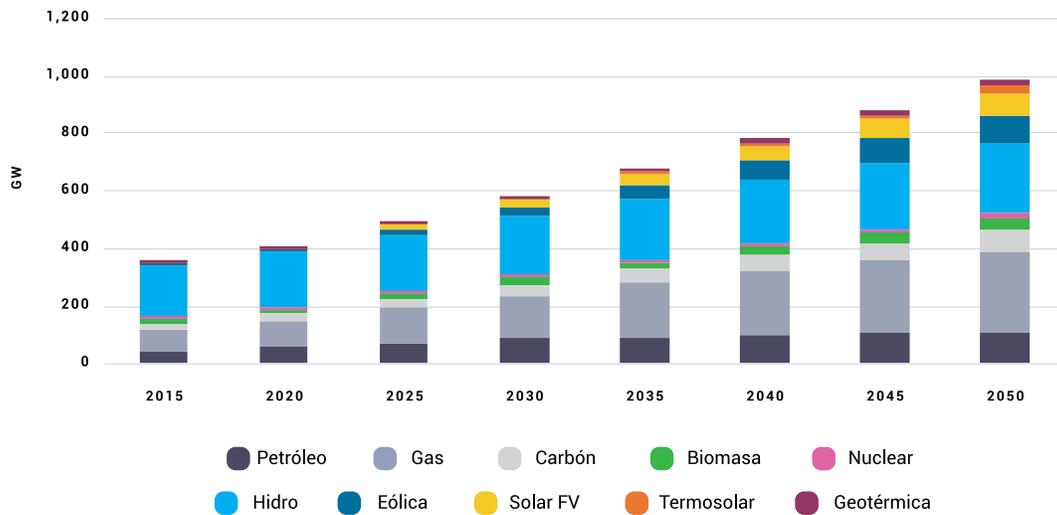
Escenario de referencia: Centroamérica



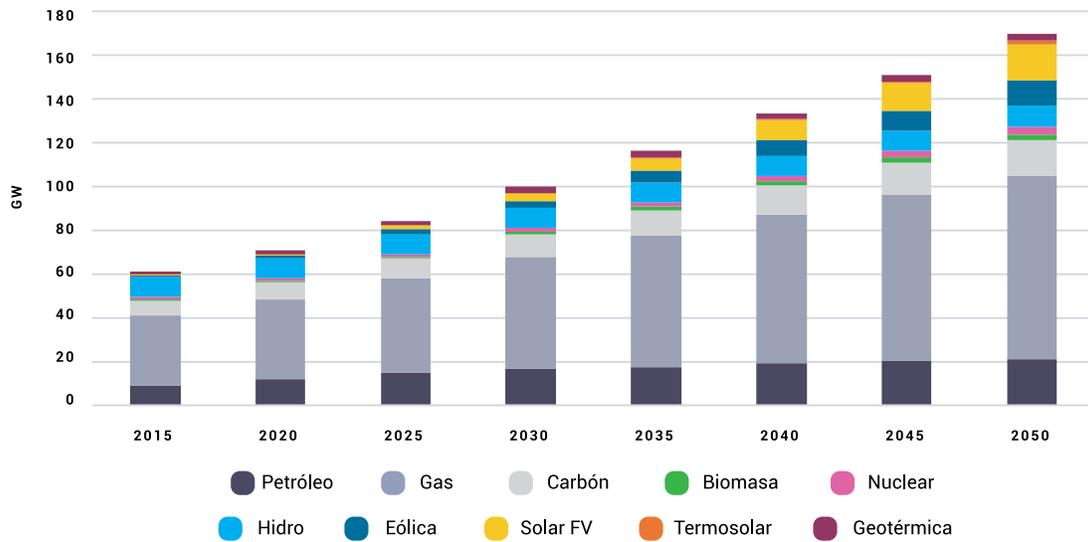
Escenario de referencia: Colombia



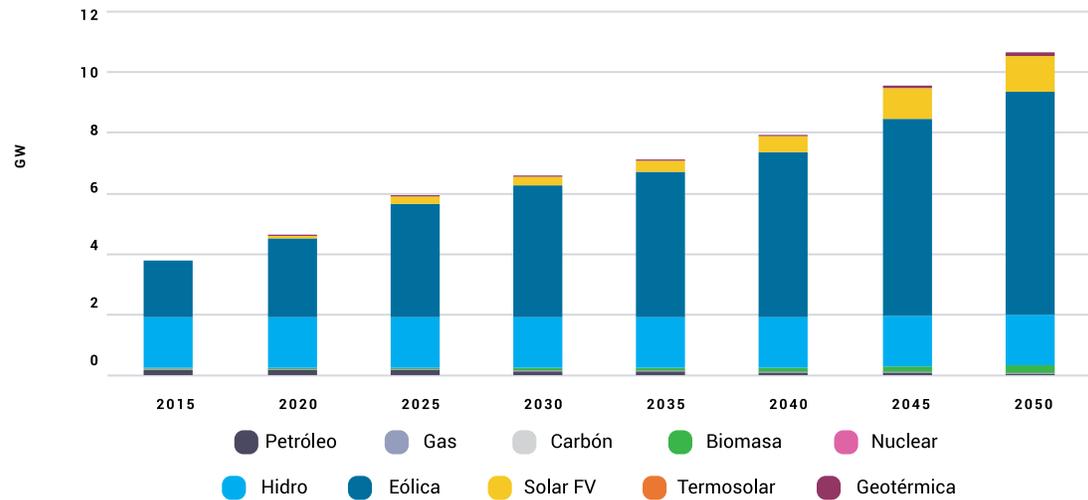
Escenario de referencia: ALC



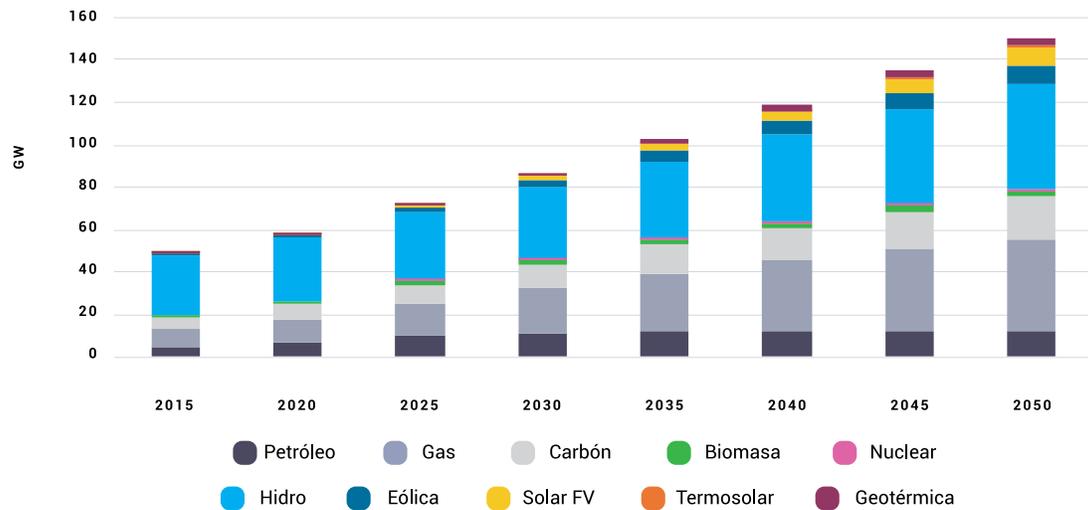
Escenario de referencia: México



Escenario de referencia: Uruguay

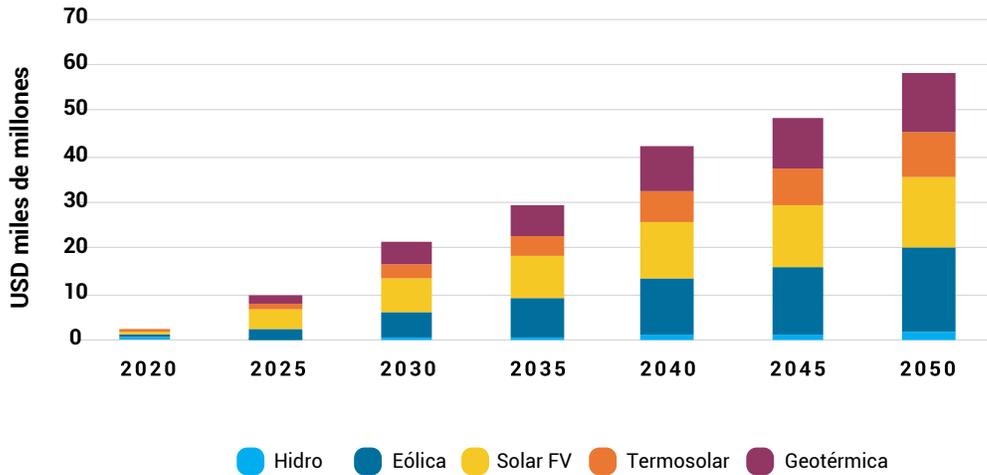


Escenario de referencia: Sudamérica Sur

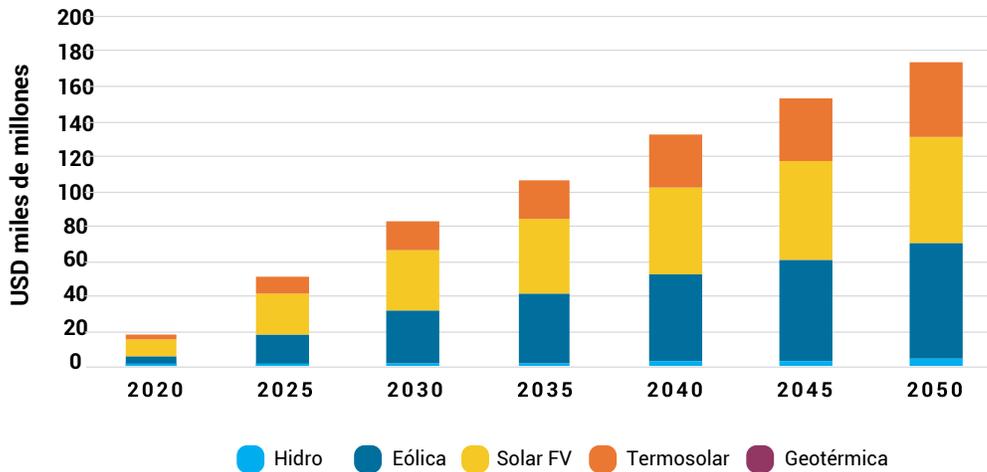


Las inversiones a nivel de país para el escenario de intervención se resumen a continuación:

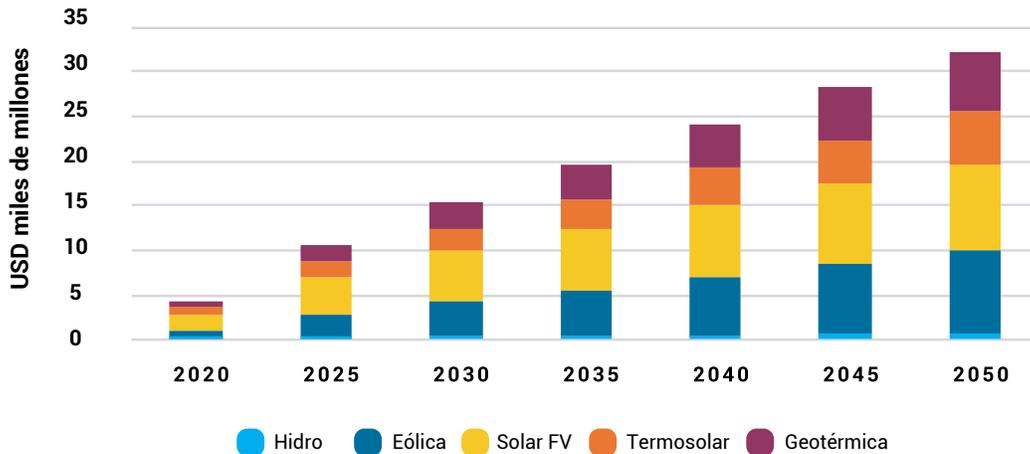
Inversión Acumulada: Argentina



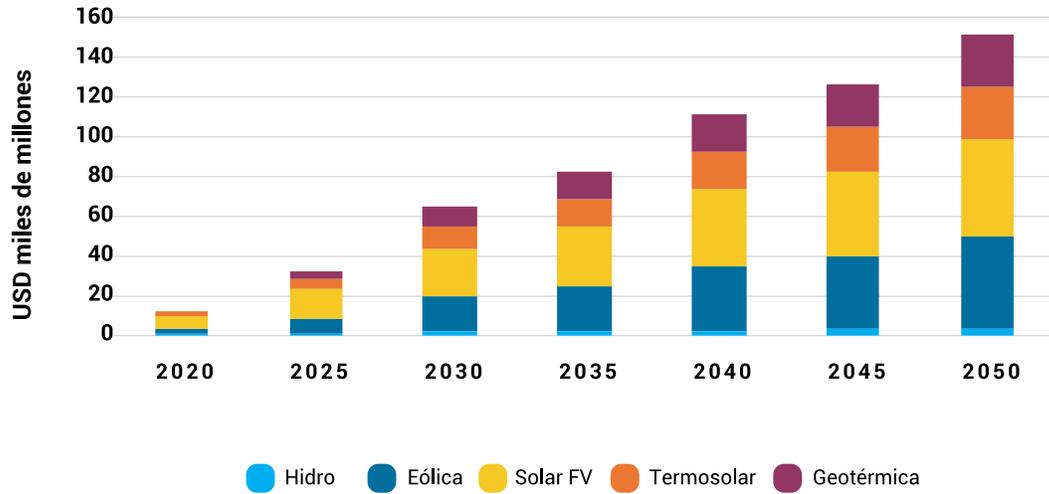
Inversión Acumulada: Brazil



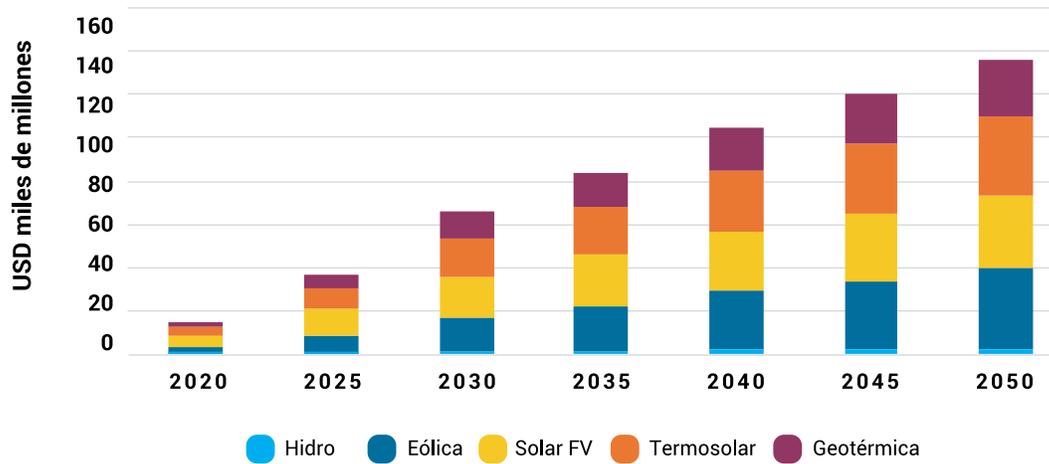
Inversión Acumulada: Colombia



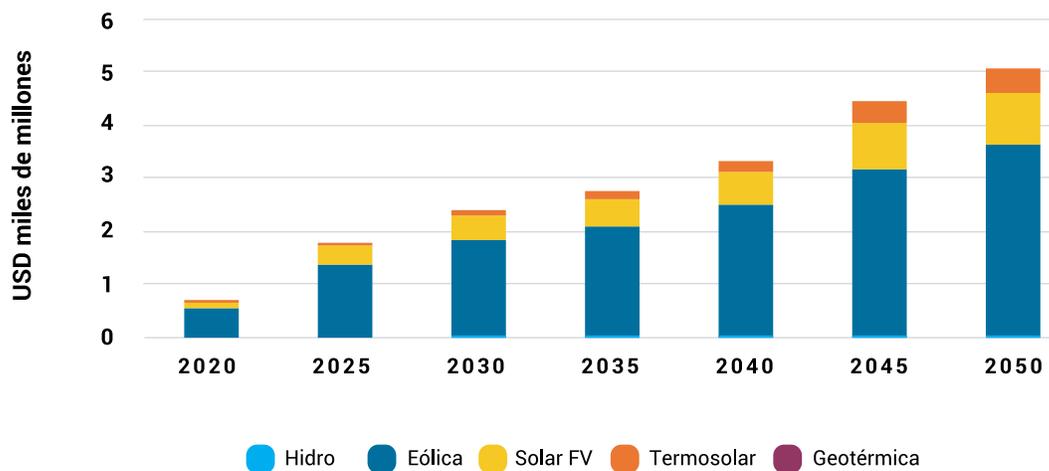
Inversión Acumulada: México



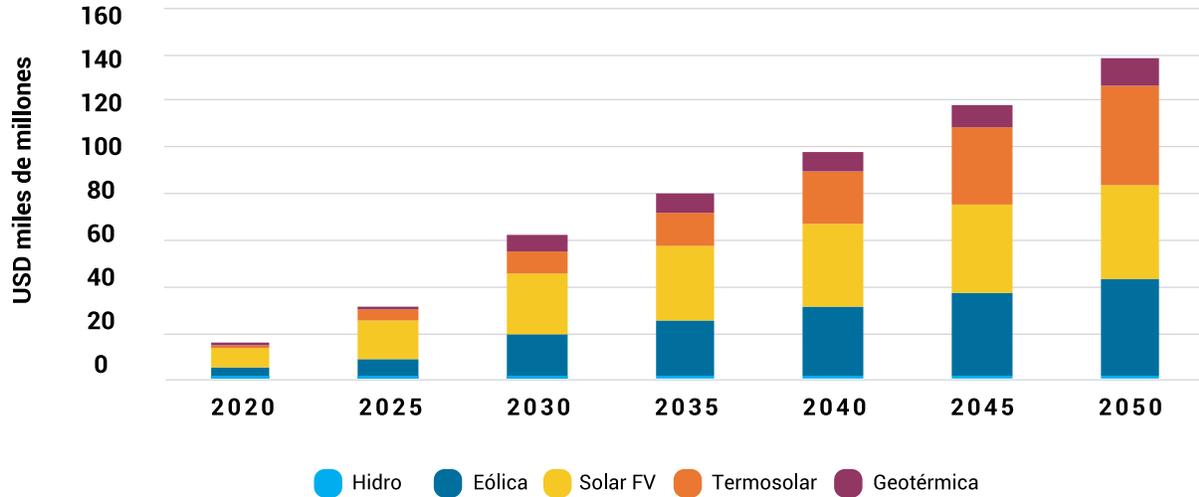
Inversión Acumulada: Sudamérica Sur



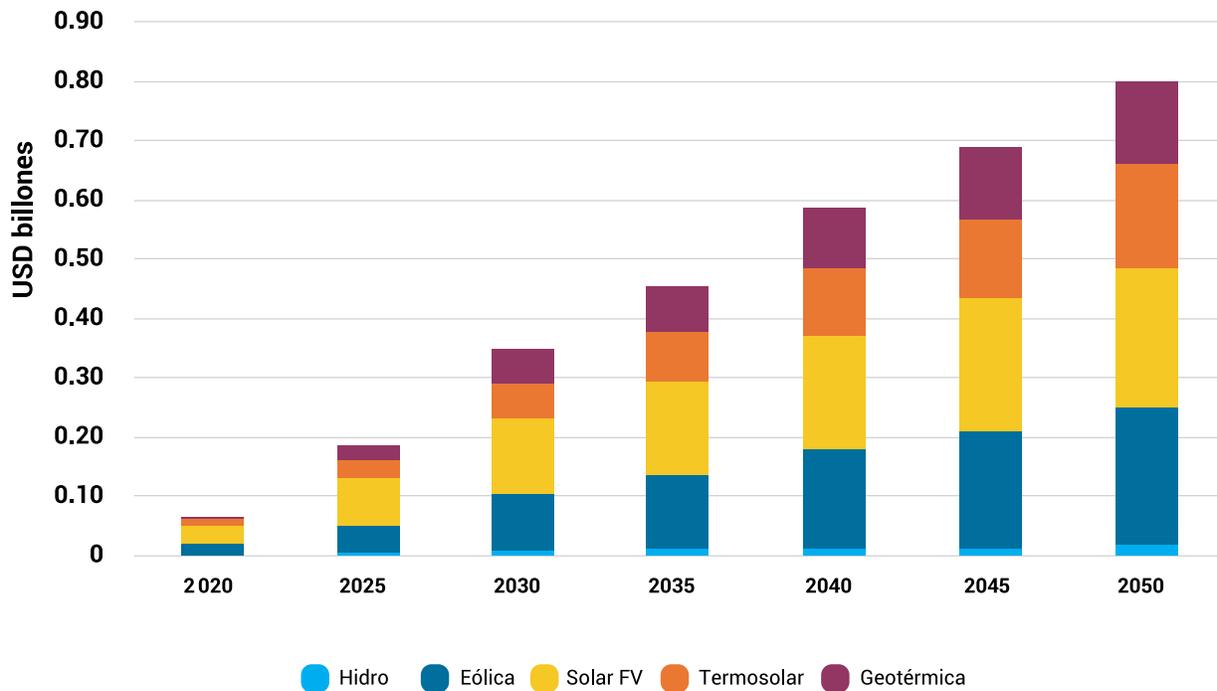
Inversión Acumulada: Uruguay



Inversión Acumulada: Centroamérica y el Caribe



Inversión Acumulada: América Latina y el Caribe



ANEXO 8

Estimación de costos de transporte bajo el escenario de intervención

GCAM estimó el tamaño del servicio de transporte de pasajeros y carga a mediados de siglo en condiciones BAU. Esta demanda se adopta para el escenario de intervención. Los resultados se resumen en la Tabla 1.

Tabla 1. Nivel de servicio estimado en el sector del transporte por carretera

Año/Modo	Pasajero (mil millones de km-pasajero)			Carga (mil millones km-tonelada)		
	Tren	Bus	Automóvil	Camión total	Liviano	Pesado
2020	41	1559	2,771	4,595	4,135	460
2030	56	1571	3,772	5,643	5,079	564
2050	84	1456	5,814	7,584	6,826	758

Fuente: Resultados GCAM. ²⁰³

El escenario BAU proyecta un aumento continuo en el transporte de automóviles, casi duplicando el servicio para el 2050 en relación con el 2020, mientras que las pérdidas de transporte de autobuses se comparten. Bajo el escenario de intervención, el servicio a través de vehículos ligeros solo aumenta en un 30% en comparación con el 2020 (ver también el Anexo 5), mientras que el servicio en autobús aumenta en un 235% para mantener el nivel total de servicio proyectado para el 2050. En términos de carga, la proyección se ha dividido entre camiones livianos (promedio de 5 toneladas) con el 90% de la flota y camiones pesados (promedio de 15 toneladas).

El costo total del servicio se estimó utilizando los LCOT calculados para vehículos convencionales y eléctricos (ver Figura 2 en el Capítulo 5), durante el período bajo análisis. Los resultados se presentan en la tabla 2 para el año 2050, cuando la flota está totalmente electrificada. Solo se considera el transporte por carretera. El LCOT o costo de transporte nivelado es un concepto como LCOE, donde los costos de capital, operación y mantenimiento se nivelan anualmente durante la vida útil del activo.

Con una flota totalmente electrificada para el transporte de pasajeros por carretera, el costo total del servicio es mayor para los autobuses (en parte como resultado del aumento significativo en el tamaño de la flota) pero mucho menor para los automóviles donde se proyecta que los costos de las opciones eléctricas serán considerablemente más bajos que para los vehículos convencionales a mediados de siglo (véase la tabla LCOT en el Capítulo 5), con un ahorro neto para el transporte de pasajeros de USD 328 mil millones. Del mismo modo, la flota de carga electrificada (solo camiones) tiene un ahorro combinado de USD 41 mil millones. El ahorro anual total se estima en USD 369 mil millones.

203. El enfoque para modelar el transporte en GCAM ha sido documentado en Kim et al. 2006, Kyle y Kim 2011, y el conjunto de datos en la versión actual de GCAM está documentado en Mishra et al. 2013. El enfoque de modelado es consistente con los otros sectores del modelo.

Tabla 2. Costo anual proyectado del servicio de transporte en 2050 bajo el escenario BAU y el escenario de intervención

	LCOT Pasajeros (\$ / km)		LCOT Carga (\$ / km)		
	Bus	Automóvil	Liviano	Pesado	
Convencional	0.45	0.23	0.91	0.77	
Eléctrico	0.58	0.18	0.85	1.59	
Vehículo de pasajeros	80	2	5	15	Toneladas de carga / vehículo
Costo total del servicio en miles de millones de dólares					
Convencional	8.2	668.6	1242	39	
Eléctrico	26.6	324.2	1160	80	
Diferencia	+16.4	-344.4	-82	+41	

Requisitos de capital estimados para satisfacer la demanda de electricidad adicional debida a la electrificación del transporte

La electrificación del sector del transporte creará una demanda adicional de electricidad estimada en 5.5 EJ para 2050. La capacidad adicional estimada para satisfacer esta demanda es de 327 GW (a una tasa bajo el escenario BAU de 59.5 GW / EJ). El costo de la capacidad adicional bajo condiciones BAU en el sector eléctrico se ha considerado proporcional al costo de toda la matriz eléctrica:

Costo de nueva capacidad = Costo de capacidad BAU para medidos de siglo x 5.5 EJ/16.7 EJ = USD 317 mil millones.

La Tabla 3 ilustra el caso de un sector eléctrico en transición hacia el uso completo de las energías renovables proporciona los requisitos de electricidad adicionales. Se supone que la distribución de la nueva capacidad en instalación es de 55: 40: 3: 2 para eólica: solar: geotérmica: hidroeléctrica. El costo se estima en USD 214 mil millones para ahorros de USD 103 mil millones.

Tabla 3. Capacidad estimada requerida para satisfacer la demanda de electricidad del sector eléctrico a mediados de siglo (GW)

	Proporción de nueva capacidad en línea (%)	Eólica	Solar	Geotérmica	Hidro
Capacidad instalada para 2040	40	71.9	52.3	3.9	2.1
Inversión por MW para 2040 (USD millones)		600	600	3,764	1,138
Inversión total para 2040 (USD miles de millones)		43.2	31.4	14.8	3.00
Capacidad instalada para 2050	60	107.9	98.1	6.1	3.9
Inversión por MW para 2050 (USD millones)		550	400	3,262	1,138
Inversión para 2050 (USD miles de millones)		59.3	39.2	19.2	6.1

202. Total de costo de servicio=Nivel de servicio x LCOT/pasajero o tonelada

ANEXO 9

Valoración de los impactos en salud evitados

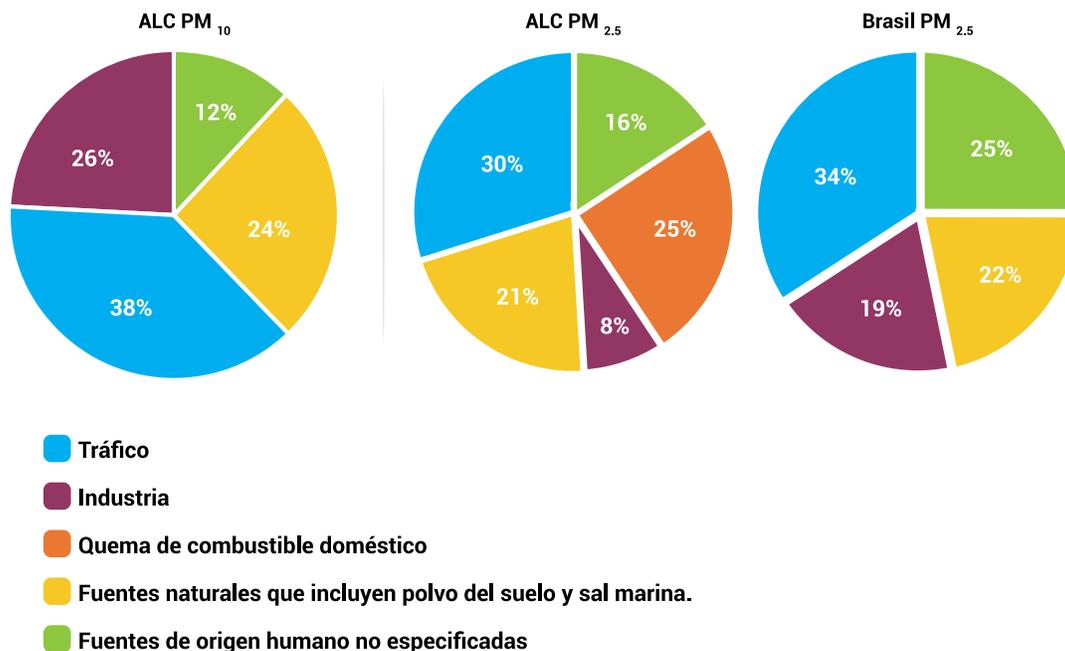
Los siguientes estudios fueron analizados para determinar los impactos de salud evitados:

a) OCDE (OCDE, 2014), que descubrió que en los países de la OCDE el costo de la contaminación del aire, incluidas las muertes y enfermedades, era de aproximadamente USD 1,700 millones, y México representa USD39 mil millones. El estudio también encontró que el 50% del material particulado es causado por el sector del transporte.

b) La revisión de las contribuciones al material particulado ambiental (PM) de las ciudades por parte de Karagulian et al. ([https:// www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1352231015303320](https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1352231015303320)) que atribuyó 38% de las emisiones PM_{10} y entre 30 % a 34% y $PM_{2.5}$ al tráfico en las ciudades de ALC (ver Figura 1). A los fines del análisis, los autores asumen que la mayor parte de la atribución se deriva de la combustión de diésel.

c) El análisis de la calidad del aire urbano y la salud humana realizado por Cifuentes L et al. (2003) estimó los beneficios económicos regionales en términos de costos evitados de enfermedad del orden de 3 a 8\$ / persona año.

Figura 1. Atribución de emisiones de PM_{10} y $PM_{2.5}$ por fuente en ciudades de la región



Fuente: Adaptado de Karagulian F. et al 2015

Las estimaciones realizadas por cada método anterior se resumen en la Tabla 1.

Tabla 1. Valoración de los beneficios para la salud de la eliminación de la exposición a MP mediante métodos alternativos

Método	Valor de los beneficios de salud (Mil millones USD 2018/año)
Exposición evitada resultante de una reducción del 10% de MP a las poblaciones urbanas (Cifuentes et al, 2005)	30-68
Eliminación de MP de la combustión de diésel en el transporte (basado en estimaciones para México; OCDE, 2014)	113
Eliminación de MP de la combustión de diésel en el transporte en áreas urbanas (basado en estimaciones regionales; Karagulian et. al., 2015)	32

La exposición evitada utiliza los factores WTP per cápita de Cifuentes et al. y se multiplica por la estimación de la población urbana en la región en 2018 (80% de 642 millones). Los impactos de la eliminación de MP del transporte utilizan el valor de atribución del 90% por parte de la OCDE y el 30% de atribución de MP por el tráfico encontrado por Karagulian et al. en la región. A los fines de este informe, se utilizó el valor más conservador de los diferentes estudios como los costos evitados por la eliminación de MP emitidos por el transporte, que asciende a USD 30 mil millones por año (2018).

ANEXO 10

Suposiciones hechas sobre el costo de los vehículos eléctricos

El costo de los vehículos eléctricos en GACMO se proyecta utilizando las tendencias actuales en capital y costos de operación y mantenimiento. Los supuestos utilizados se resumen en las Tablas 1.

Tabla 1. Distancias anuales utilizadas en la estimación del costo de operación nivelado para el transporte por carretera

Distancia anual	km
Vehículos de gasolina	12.000
Vehículos eléctricos	12.000
Autobuses diesel (18m)	100,000
Autobuses eléctricos (18m)	100.000
Autobuses diesel (12m)	40,000
Autobuses eléctricos (12m)	40,000
Camiones livianos diesel	12,000
Camiones livianos eléctricos	12,000
Camiones pesados diesel	37,500
Camiones pesados eléctricos	37,500

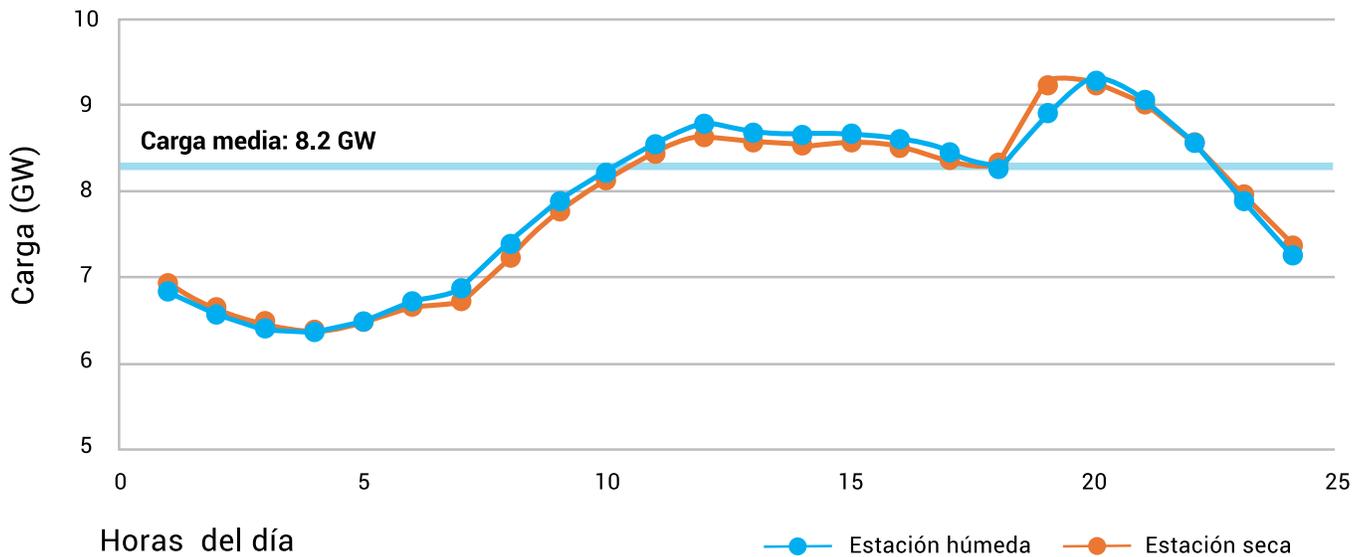
Tabla 2. Costo de capital futuro de la flota de transporte por carretera (U.S. \$ en 2018)

Tipo de vehículo \ año	2020	2030	2050
Vehículos ligeros	25,000	17,500	15,000
Autobús 18 m	550,000	450,000	350,000
Autobús 12 m	300,000	250,000	150,000
Camiones pesados	550,000	500,000	400,000
Camiones livianos	97,500	68,250	48,750

ANEXO 11

Ejemplo de relleno de valle para acomodar la demanda del transporte en cargas diarias.

La curva de carga diaria para Colombia se muestra a continuación:



La mediana de carga se estima en 8.1 GW. El valle bajo la mediana se estimó en 12.1 GWh por día o (12.1x365) 4,416 GWh/año.

El uso anual de diésel por transporte en Colombia se reporta en 11,812 kTOE (DNP, 2017) o 137,000 GWh. Si se supone que solo un tercio del contenido de energía del diésel se entrega como trabajo, el equivalente eléctrico es 45,700 GWh, o 50,800 GWh utilizado por motores eléctricos con 90% de eficiencia.

Esto corresponde a aproximadamente al 9% de la demanda equivalente de diésel.

Para la curva de carga diaria regional, la mediana se estimó en aproximadamente 112 GW (entre 115 y 109 para los días de diciembre y junio). El área bajo la mediana se mide en aproximadamente 40,000 GWh / año, lo que para un factor en línea de 4000 h / año equivaldría a aproximadamente 10 GW.

ANEXO 12

Empleos estimados

Con el fin de estimar la creación de empleo en energías renovables, se utilizaron los factores de generación de empleo informados por Dominich et al. (Dominich et al, 2018). Las pérdidas de empleo causadas por dismantelar la industria de combustibles fósiles también se calcularon utilizando la misma fuente. Los factores de generación se resumen en la Tabla 1.

Tabla 1. Factores de empleo (empleos / GW) en la industria energética y nueva capacidad estimada para 2050

Industria	Construcción (Años de trabajo / GW)	Fabricación (Años de trabajo / GW)	Operación y mantenimiento (trabajos permanentes / GW)	Nueva capacidad instalada a mediados de siglo (GW)
Geotérmica	6,800	3,900	400	34
Termosolar	8,900	4,000	700	51
FV	13,000	6,700	700	296
Eólica	3,000	3,400	300	373
Hidro	7,500	3900	200	14

Los factores de empleo se ajustaron en un factor de tres para corresponder a las prácticas laborales y la productividad en la región. Los resultados se resumen en la Tabla 2.

Tabla 2. Generación estimada de empleo en la industria energética (millones de empleos)

Industria	Construcción	Fabricación	Operación y mantenimiento
Geotérmica	0.69	0.39	0.03
Termosolar	1.35	0.60	0.09
FV	11.43	5.88	0.60
Eólica	3.36	3.81	0.33
Hidro	0.30	0.15	0.01
Total	17.13	10.83	1.03

Para estimar los empleos generados por el transporte eléctrico, se utilizaron datos de la industria (AIE, 2018). Para los autobuses eléctricos se utilizaron un factor de 0.1 trabajos para vehículos pesados y 0.01 trabajos para vehículos livianos.

Se estimó que se generarían 52,500 empleos por cada inversión de USD 1,000 millones.



“El informe identifica importantes ventajas económicas en la descarbonización paralela de ambos sectores de la economía, que según el informe se está convirtiendo en técnicamente factible y financieramente atractiva. También identifica las medidas de política prioritarias para facilitar las inversiones y transformaciones necesarias. Se trata de una grata adición al conjunto de trabajos comienzan a estar disponibles sobre los costos y beneficios de desvincular las actividades económicas de las emisiones de carbono fósil”.

Luis A. Moreno
Presidente
BID



"Esta publicación señala el potencial emocionante de América Latina y el Caribe para avanzar en gran medida hacia una estabilización de las emisiones de efecto invernadero a mediados de siglo mediante el acoplamiento de la transformación de la red eléctrica con una electrificación a gran escala del sector del transporte. El Instituto del Clima ha explorado y defendido durante varios años la idea de una Supergrid norteamericana para reducir las emisiones del sector eléctrico de los EE. UU. Mediante la creación de enlaces de corriente continua de alto voltaje a las principales redes basadas en corriente alterna. Esta transformación también reduciría la vulnerabilidad de la red a la devastación causada por tormentas solares, ataques PEM y eventos climáticos extremos. En los Estados Unidos, Canadá y México, que probablemente se incluirían en una Supergrid norteamericana en toda regla, esta transformación permitiría la descarbonización a gran escala de la economía si se acompañara de una amplia gama de medidas para promover la electrificación de vehículos, como mejorar las instalaciones de carga. Me alegra que Walter Vergara y su equipo hayan demostrado que en la región de América Latina y el Caribe es factible el acoplamiento de estos cambios en el sector eléctrico. Esperamos que alguien en Norteamérica realice un análisis equivalente."

John C. Topping, Jr.
Presidente
Climate Institute



ONU 
programa para el
medio ambiente