

Políticas del sector eléctrico para la transición energética



Danny Miguel Revilla Vargas

Políticas del sector eléctrico para la transición energética



Políticas del sector eléctrico para la transición energética

Danny Miguel Revilla Vargas

Políticas del sector eléctrico para la transición energética / Revilla Vargas, Danny Miguel / La Paz: CEDLA, Plataforma Energética, 2025

xviii, 138 págs. (Serie Investigaciones de la Plataforma Energética)

Depósito legal: 4-1-3170-2025

ISBN: 978-9917-641-15-5

DESCRIPTORES TEMÁTICOS

<TRANSICIÓN ENERGÉTICA> <ENERGÍA RENOVABLE> <POLÍTICAS DEL SECTOR ELÉCTRICO> <ENERGÍA ASEQUIBLE> <ENERGÍA CONFIABLE> <ODS 7> <PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE ENERGÍA> <CONSUMO DE ENERGÍA EN EL SECTOR TRANSPORTE> <CONSUMO DE ENERGÍA EN EL SECTOR AGROPECUARIO> <CONSUMO DE ENERGÍA EN EL SECTOR PESCA> <CONSUMO DE ENERGÍA EN EL SECTOR MINERÍA> <EXPORTACIÓN DE ENERGÍA> <TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN SUDAMÉRICA> <ENERGÍA ELÉCTRICA EN BOLIVIA> <TERMOELÉCTRICA> <HIDROELÉCTRICA> <EÓLICA> <SOLAR> <BIOMASA> <GEOTERMIA> <GENERACIÓN DISTRIBUIDA> <COSTOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA> <POLÍTICA Y LEYES PARA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA> <POLÍTICAS Y LEYES EN BOLIVIA> <ESTADO ACTUAL DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN BOLIVIA> <INTENSIDAD ENERGÉTICA DEL PIB> <ACCESO A LA ENERGÍA> <EQUIDAD SOCIAL> <EMISIONES DE CARBONO> <DEFORESTACIÓN> <MERCADO DE BONOS DE CARBONO> <BONOS VERDES> <TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN LAS EMPRESAS> <ÉTICA> <EDUCACIÓN>

DESCRIPTORES GEOGRÁFICOS

<SUDAMÉRICA> <BOLIVIA>

I. t. II. s.

© Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario (CEDLA), abril de 2025

Achumani, calle 11 N° 100, entre Av. García Lanza y Av. Alexander

Telf. 591 2 2794740 - 591 2 2799848

info@cedla.org

www.cedla.org

La Paz, Bolivia

© Plataforma Energética

info@plataformaenergetica.org

www.plataformaenergetica.org

La Paz, Bolivia

Director Ejecutivo: Walter Arteaga Aguilar

Autor: Danny Miguel Revilla Vargas

Producción editorial: Unidad de Comunicación y Gestión de Información

Edición: Walter Vásquez

Diseño y diagramación: Eugenio Chávez Huanca

Este documento fue elaborado y publicado por el Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario (CEDLA) con el apoyo de la Embajada de Suecia, en el marco del proyecto “2022-2024: Knowledge and Debate in a Changing World”, y de Publish What You Pay (PWYP).

Las opiniones y la orientación presentadas son de exclusiva responsabilidad del autor y no necesariamente son compartidas por las instituciones o agencias que han apoyado este trabajo.

Ninguna parte de esta publicación, incluido el diseño de tapa, puede ser reproducida, almacenada o transmitida de manera alguna ni por ningún medio, sin permiso previo del editor.

Índice general

Presentación	xvii
Introducción	1
ODS 7: energía asequible, confiable y no contaminante.....	2
Responsabilidades y compromisos de los países respecto al ODS 7.....	4
Contexto global de la transición energética.....	6
Importancia de la transición energética para Bolivia.....	7
Balance de energía	11
Producción y consumo de energía en Bolivia.....	11
Consumo de energía en el sector transporte.....	18
Consumo de energía en el sector agropecuario, pesca y minería.....	23
Exportación de energía.....	23
Transición energética en Sudamérica	27

Dinámica de la energía eléctrica en Bolivia	37
Termoeléctrica	45
Hidroeléctrica	48
Eólica.....	51
Solar	53
Biomasa.....	55
Geotermia.....	56
Generación distribuida	60
Costos referenciales de generación de energía eléctrica	63
Políticas y leyes para la transición energética	69
Políticas y leyes promulgadas en Bolivia para la transición energética	75
Análisis del estado actual de la transición energética en Bolivia	81
Análisis final y conclusiones	101
Del balance energético	101
Del consumo energético.....	102
De la generación eléctrica	103
De la generación distribuida.....	105
De la integración energética en Sudamérica.....	106
Del transporte.....	107
De las leyes, normativas, incentivos y estrategias	109
Desafíos y oportunidades.....	111

Bibliografía 113

Anexos 119

Anexo 1 119

Anexo 2 122

Anexo 3 123

Anexo 4 128

Anexo 5 129

Anexo 6 130

Anexo 7 132

Anexo 8 136

Índices de gráficos, cuadros, figuras y mapa

Gráficos

Gráfico 1.	Balance energético de Bolivia, 2023.....	12
Gráfico 2.	Evolución de fuentes de energía primaria en Bolivia (en TJ o 10^{12} J).....	13
Gráfico 3.	Consumo de gas natural en el mercado interno.....	15
Gráfico 4.	Consumo de energía eléctrica en el mercado interno (en TWh).....	16
Gráfico 5.	Consumo de energía en el sector transporte (en kbep).....	18
Gráfico 6.	Producción y exportación de gas natural (en MMm ³).....	23
Gráfico 7.	Potencia instalada y generación eléctrica con energías alternativas en Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Paraguay y Perú (en MW y GWh).....	35
Gráfico 8.	Generación bruta real y demanda de energía eléctrica mensual en Bolivia (en GWh/mes).....	38
Gráfico 9.	Demanda de potencia eléctrica mensual en Bolivia (en MW/mes).....	39
Gráfico 10.	Generación de energía eléctrica en Bolivia y participación de las energías alternativas (en GW, por año y mes).....	44
Gráfico 11.	Generación mensual de empresas termoeléctricas.....	47
Gráfico 12.	Generación mensual de compañías hidroeléctricas (en MW).....	50
Gráfico 13.	Generación mensual de centrales eólicas - ENDE Corani (en MW).....	53
Gráfico 14.	Generación mensual de centrales fotovoltaicas solares - ENDE Guaracachi (en MW).....	55

Gráfico 15.	Generación mensual de empresas termoeléctricas con biomasa (en MW).....	57
Gráfico 16.	Intensidad energética del PIB. Oferta de energía primaria por millón de \$US de PIB (Mbep/MM PIB-2018) de Bolivia y los países vecinos.....	82
Gráfico 17.	Intensidad energética por actividad económica por miles de \$US PIB (tep/MPIB-2010).....	83
Gráfico 18.	Proporción de la población sin acceso a la electricidad (en %).....	85
Gráfico 19.	Volúmenes y precios por sector comprado en agosto de 2021 (en millones de \$US).....	90
Gráfico 20.	Intensidad de emisiones de CO ₂ (kg CO ₂ /PIB en dólares a precios contrastantes del 2015).....	91

Cuadros

Cuadro 1.	Consumo final de <i>diesel oil</i> por sector económico (en kbep y %).....	17
Cuadro 2.	Descripción de causas y problemas del transporte en Santa Cruz.....	19
Cuadro 3.	Consumo departamental de energía en el sector agropecuario, pesca y minería por tipo de energético (en kbep).....	22
Cuadro 4.	Cobertura eléctrica por departamento (en %).....	22
Cuadro 5.	Suministro y mercado de energía en Argentina, Bolivia, Brasil, Chile y Perú en 2021.....	28
Cuadro 6.	Potencia instalada en centrales eléctricas de Bolivia por empresa.....	40
Cuadro 7.	Potencia instalada total clasificada por tipo de planta, planificada y avance al 2023 (en MW).....	42

Cuadro 8.	Potencia instalada en nuevas centrales termoeléctricas.....	46
Cuadro 9.	Potencia instalada en nuevas centrales hidroeléctricas (en MW).....	49
Cuadro 10.	Potencia instalada en nuevas centrales eólicas (en MW).....	52
Cuadro 11.	Potencia instalada en nuevas centrales solares (en MW)	54
Cuadro 12.	Potencia instalada en nuevas centrales termoeléctricas con biomasa.....	56
Cuadro 13.	Centrales geotérmicas en evaluación (en MW).....	60
Cuadro 14.	Referencias económicas de centrales eléctricas de fuentes alternativas (de noviembre de 2023 a abril de 2024).....	66
Cuadro 15.	Incentivos económicos para energías renovables.....	70
Cuadro 16.	Tasa de electrificación rural en Sudamérica (en % de la población).....	87
Cuadro 17.	Obstáculos y estado actual de la aplicación de incentivos a las EA y a la EE en Bolivia.....	97

Figuras

Figura 1.	LCOE por tecnología de generación.....	64
Figura 2.	Resumen de las leyes y normativas más importantes que impulsan las energías renovables en Bolivia.....	77
Figura 3.	Resumen de las leyes y normativas más importantes que incentivan la implementación de eficiencia energética en Bolivia.....	80

Fotografía

Fotografía 1. Imagen satelital de Planta Binaria - Proyecto Geotérmico Laguna Colorada	58
---	----

Mapa

Mapa 1. Interconexiones eléctricas en la región Argentina-Bolivia-Chile-Perú	27
---	----

Acrónimos, siglas y abreviaturas

AETN	Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear
AOD	Ayuda Oficial para el Desarrollo
BBV	Bolsa Boliviana de Valores
BCB	Banco Central de Bolivia
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BNamericas	Business News Americas
CAPEX	Gastos de capital
CEPAL	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
CNDC	Comité Nacional de Despacho de Carga
CPI	Iniciativa de Política Climática
EJ	Exajoules (unidad de energía)
GJ	Gigajoules (unidad de energía)
GLP	Gas Licuado de Petróleo
GNV	Gas Natural Vehicular
GT	Turbina a gas (por sus siglas en inglés)
GtCO₂	Gigatoneladas de dióxido de carbono
GW	Gigavatios
GWh	Gigavatio hora

IEA	Agencia Internacional de Energía
IRENA	Agencia Internacional de Energías Renovables
JICA	Agencia de Cooperación Internacional de Japón
kbep	Kilo barril equivalente de petróleo
kW	Kilovatio
kWh	Kilovatio hora
Lazard	Lazard Ltd. (consultora financiera y gestora de activos)
LCOE	Costo nivelado de energía
Mercosur	Mercado Común del Sur
MJ	Megajulios
MMp3	Millones de pies cúbicos
Mt	Miles de toneladas
n/a	No aplica
ODS	Objetivo de Desarrollo Sostenible
ONG	Organización no gubernamental
ONU	Organización de las Naciones Unidas
OPEX	Gastos de operación
PIB	Producto Interno Bruto
PPA	Acuerdo de compra de energía (por sus siglas en inglés)
SDB	Servicios de Desarrollo de Bolivia (generadora de energía)
\$US	Dólar de Estados Unidos
tep	Tonelada equivalente de petróleo
TJ	Terajulios
TWh	Teravatios hora
Unagro	Unión Agroindustrial de Cañeros
Unasur	Unión de Naciones Suramericanas
UNFCCC	Convenio Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
WWF	Fondo Mundial para la Naturaleza

Factores de conversión como referencia

Combustible	Energía eléctrica a energía calórica o unidades equivalentes de energía
Energía	1 GWh \approx 86 tep 1 TJ \approx 23,88 tep 1 GWh = 3,6 TJ 1 GWh = 1.000 MW

Combustible	Conversión de TEP a capacidad calorífica
Gas natural	1 tep \approx 1.111 MJ/m ³
Gasolina	1 tep \approx 1.190 MJ/l
Diésel	1 tep \approx 1.042 MJ/l

Presentación

La transición energética es un tema que el CEDLA viene estudiando desde hace varios años. Este proceso, que busca cambiar la forma en la que se produce y consume la energía, ha sido el tema central de espacios de diálogo y debate a nivel nacional y regional, organizados por el CEDLA junto a instituciones vinculadas a la temática. Tanto las investigaciones como los eventos han tratado de aportar con información relevante acerca de cómo avanzar en ese proceso tomando en cuenta el marco de las políticas públicas y los desafíos de gestionar una transición energética nacional, como también regional y global.

En esa línea, esta nueva publicación de la Plataforma Energética analiza, específicamente, la orientación de las políticas públicas del sector eléctrico en el contexto de la transición energética en Bolivia. Estudio que da continuidad al análisis que se viene realizando desde el 2006 acerca de la situación y evolución de la política del sector eléctrico en el país, en su vínculo con la política energética y el subsector de energías alternativas.

El estudio presenta un análisis integral sobre la situación energética de Bolivia, partiendo de un balance de la producción y el consumo de energía. Identifica a los sectores con mayor demanda, destacando al transporte como el principal

consumidor de carburantes líquidos y electricidad, incluyendo sistemas como el Teleférico y el Tren Metropolitano. También resalta el alto consumo de diésel en el sector agropecuario, pesca y minería. En cuanto a la generación eléctrica, se observa una fuerte dependencia de termoeléctricas e hidroeléctricas, con una participación aún limitada de fuentes renovables como la solar y la eólica. El estudio advierte que la transición energética no se limita a la incorporación de nuevas tecnologías, sino que requiere un entorno normativo que estimule la inversión privada y la innovación en energías limpias.

En ese sentido, el estudio examina la normativa vigente vinculada al mercado eléctrico, identificando aquellas disposiciones que promueven la eficiencia energética y el uso de energías alternativas. Si bien se registran avances, las políticas públicas aún privilegian las fuentes tradicionales, lo que plantea importantes desafíos para una transición efectiva. Frente al cambio climático y el crecimiento de la demanda energética, el documento propone orientar los esfuerzos hacia una transición energética justa y sostenible, que garantice el acceso universal a una energía asequible, confiable y no contaminante, en concordancia con los principios del Objetivo de Desarrollo Sostenible 7. La promoción de las energías renovables representa una oportunidad estratégica para el país, tanto en términos de equidad social como de sostenibilidad ambiental.

Como señala la investigación, este proceso requiere una transformación integral —que incluya cambios regulatorios, económicos y sociales—, así como esfuerzos coordinados e innovación. Esta publicación busca aportar información y datos útiles a los actores involucrados en el desarrollo energético de Bolivia.

Walter Arteaga Aguilar
Director Ejecutivo
CEDLA

Introducción

A lo largo de la historia, los avances tecnológicos han impulsado mejoras significativas en la calidad de vida y la eficiencia de los procesos productivos. Desde la invención de la máquina de vapor a finales del siglo XVII, que marcó el inicio de la Revolución Industrial, hasta el desarrollo de la computación y el internet en el siglo XX, cada innovación ha optimizado el uso de la energía y los recursos. En Bolivia, cada progreso llegó de manera tardía; sin embargo, hoy en día, las brechas tecnológicas son cada vez menores gracias al acceso a nuevas tecnologías y al desarrollo global.

En la actualidad, la transición busca no solo optimizar las actividades económicas y sociales, sino que también está enfocada en mitigar el cambio climático. Para lograr esto, una iniciativa global que establece metas concretas para promover la sostenibilidad ambiental, económica y social a nivel mundial estableció los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), un conjunto de 17 metas globales instituidas por las Naciones Unidas en 2015, como parte de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible aplicable en todos los países. Estos objetivos se crearon como respuesta

a los desafíos globales, con el propósito de mejorar la calidad de vida de las personas y proteger el planeta, considerando que la calidad de vida afecta al planeta y viceversa.

Cada uno de los 17 ODS se enfoca en un área específica de desarrollo sostenible y está respaldado por una serie de metas concretas que deben alcanzarse para 2030. Estos objetivos son interdependientes y complementarios, lo que significa que el logro de uno puede influir positivamente en el logro de otros. Asimismo, lo opuesto, la falta de progreso en algún ODS limitará el cumplimiento de otro.

Las COP son las conferencias de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, se realizan cada año en el marco de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC). La COP21 es la vigésima primera convención de este tipo y se realizó en 2015 en París. En esta asamblea, todos los países miembros de alguna u otra forma emitieron sus compromisos para lograr una meta en común. Este documento, denominado Acuerdo de París, es un tratado global firmado en 2015 que tiene como objetivo mantener el aumento de la temperatura global por debajo de 2 °C sobre los niveles preindustriales y esforzarse por limitar el incremento a 1,5 °C. Para ello, según información de Naciones Unidas, se requiere que los países presenten planes nacionales de reducción de emisiones (NDC, por sus siglas en inglés) y actualicen estos compromisos cada cinco años.

ODS 7: energía asequible, confiable y no contaminante

El ODS 7, uno de los Objetivos de Desarrollo Sostenible de la Organización de Naciones Unidas (ONU), se enfoca en garantizar el acceso universal a energía asequible, confiable, sostenible y moderna. Este objetivo es clave para combatir el cambio climático, ya que fomenta el uso de energías renovables y la eficiencia energética, reduciendo así las emisiones de gases de

efecto invernadero. En referencia a los propósitos específicos del ODS 7, se pueden mencionar:

Antecedentes del ODS 7:

- La demanda mundial de energía aumenta constantemente debido al crecimiento de la población y la industrialización.
- La dependencia de los combustibles fósiles, como el petróleo y el carbón, ha ocasionado la emisión de gases de efecto invernadero y el cambio climático.
- La falta de acceso a fuentes de energía moderna y asequible afecta a una gran parte de la población mundial, especialmente en las zonas rurales de los países en desarrollo.

Propósito del ODS 7

Este objetivo está planificado para lograr los siguientes objetivos específicos al 2030:

- *Acceso universal a servicios de energía asequibles y modernos:* Garantizar que todas las personas tengan acceso a fuentes de energía fiables, sostenibles y asequibles para sus necesidades diarias, lo que incluye la electricidad y la cocina segura.
- *Aumentar la eficiencia energética:* Mejorar la eficiencia en el uso de la energía en todos los sectores, desde la industria y el transporte hasta los edificios, para reducir el consumo de energía y las emisiones de gases de efecto invernadero.
- *Aumentar la proporción de energía renovable:* Fomentar el uso de fuentes de energía renovable, como la solar, eólica, geotérmica y otras que no tengan impacto en el medio ambiente, para reducir la dependencia de los combustibles fósiles y mitigar el cambio climático.

- *Promover la cooperación internacional en materia de energía sostenible:* Fomentar la colaboración entre países para el desarrollo de tecnologías energéticas sostenibles y la expansión de infraestructuras energéticas adecuadas.

La Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, por sus siglas en inglés), en su publicación *World Energy Transitions-Outlook 2023*, presentó una hoja de ruta integral con indicadores y metas clave para una transición energética exitosa. Esta hoja de ruta, que se adjunta en el anexo 1, es importante porque proporciona una visión de la ruta crítica para la transición energética global, identificando áreas de acción, inversiones requeridas y metas que guiarán las políticas y mercados energéticos hacia un futuro sostenible. Asimismo, cabe resaltar que las metas están basadas en el plan de energía de los países miembros del G20, que en conjunto deben cumplir con más del 80% del valor de cada indicador.

Responsabilidades y compromisos de los países respecto al ODS 7

La implementación del ODS 7 representa un esfuerzo global que involucra tanto a los países desarrollados como a los países en desarrollo. Aunque todos tienen, en teoría, el compromiso de implementar las políticas, tecnologías y desarrollo de capacidades en transición energética, las responsabilidades que representan mayores desafíos para cada país son (IRENA, 2023c):

Países desarrollados:

- *Metas:* Cumplir con más del 80% de las metas y sus indicadores en materia de transición energética (ver el anexo 1).

- *Apoyo financiero y tecnológico:* Los países desarrollados se comprometen a proporcionar recursos financieros, tecnológicos y de desarrollo a los países en desarrollo, para ayudarles a implementar proyectos y programas que contribuyan al logro de los ODS. Esto puede incluir la transferencia de tecnología, la inversión en infraestructura sostenible y el suministro de Ayuda Oficial para el Desarrollo (AOD).
- *Reducción de emisiones:* Dado que históricamente los países desarrollados han sido los principales emisores de gases de efecto invernadero, se espera que lideren los esfuerzos para reducir sus propias emisiones de gases de efecto invernadero y que promuevan tecnologías limpias y prácticas sostenibles a nivel global. Esto está relacionado con el ODS 13 (acción por el clima).
- *Compartir conocimiento y experiencia:* Los países desarrollados pueden compartir su experiencia y conocimiento en áreas como la gestión ambiental, la gobernanza, la educación y la salud con los países en desarrollo para fortalecer sus capacidades institucionales y técnicas.
- *Fomentar la inversión responsable:* Los países desarrollados pueden alentar a sus empresas a invertir de manera responsable en los países en desarrollo, promoviendo prácticas empresariales sostenibles y respetuosas con los derechos humanos y el medio ambiente.

Países en desarrollo:

- *Adopción de políticas y estrategias nacionales:* Los países en desarrollo deben formular y aplicar políticas y estrategias nacionales coherentes con los ODS. Esto implica identificar las áreas prioritarias para el desarrollo sostenible en su propio contexto y diseñar planes de acción específicos.

- *Mobilización de recursos internos:* Los países en desarrollo deben esforzarse por movilizar recursos internos, a través de la recaudación de impuestos, la promoción de la inversión privada y la gestión eficiente de los recursos naturales, para financiar proyectos y programas relacionados con los ODS.
- *Promoción de la gobernanza y la transparencia:* Mejorar la gobernanza y transparencia en la administración pública es crucial para garantizar la efectividad de los esfuerzos hacia los ODS. Esto incluye la lucha contra la corrupción y la promoción de la rendición de cuentas.
- *Participación de la sociedad civil:* Deben fomentar la participación activa de la sociedad civil, incluidas las organizaciones no gubernamentales (ONG) y los ciudadanos, en la planificación y ejecución de proyectos relacionados con los ODS.
- *Resiliencia al cambio climático:* Muchos países en desarrollo son especialmente vulnerables al cambio climático, por lo que deben adoptar medidas de adaptación para proteger a sus comunidades y ecosistemas de los impactos climáticos y contribuir a los esfuerzos globales de mitigación.

Contexto global de la transición energética

El objetivo principal del Acuerdo de París COP 2021 es reducir a la brevedad posible las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) para limitar el incremento de la temperatura promedio del mundo a 1,5 °C (IRENA, 2021b) con referencia a la línea base promedio de 1850-1900 (al inicio de la Revolución Industrial). Para ello, la transición energética es un proceso fundamental que se está llevando a cabo a nivel global para cambiar la forma en que producimos energía (no fósil) y consumimos energía (eficiencia energética).

- La energía alternativa se refiere a las tecnologías de generación eléctrica alternativas a los combustibles fósiles. Estas

tecnologías pueden ser de energía solar, eólica, geotérmica, mareomotriz, biomasa e hidroeléctrica, que son consideradas renovables siempre que la administración del recurso sea eficiente. Cada una de estas tecnologías contribuye a la diversificación de la matriz energética y ayuda a mitigar el cambio climático al reducir la dependencia de los recursos no renovables y disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero. Por ello, es importante fomentar el uso de estas tecnologías tanto en grandes plantas de generación como a nivel de usuarios finales, incluyendo industrias, comercios y hogares.

- La eficiencia energética se refiere al uso de la menor cantidad de energía posible para realizar un trabajo específico.
- Algunas formas de lograr una mayor eficiencia energética son: la adopción de iluminación LED o fluorescente, la automatización y control, el aislamiento térmico, el transporte eficiente y el uso de refrigeradores, lavadoras y sistemas de calefacción y refrigeración, entre otros, que estén diseñados para consumir menos energía que los electrodomésticos convencionales. Más allá de modernizar los equipos, la eficiencia energética es un concepto general que sugiere optimizar el consumo de la energía para mejorar el rendimiento, con lo cual –en resumen– se pretende reducir las pérdidas de energía y minimizar el impacto ambiental aplicando tecnologías, mejores costumbres y mecanismos mejor organizados en las industrias, comercios, residencias, etcétera.

Importancia de la transición energética para Bolivia

Por varias razones clave, la implementación de la transición energética es de gran importancia para Bolivia, un país en desarrollo (Levy *et al.*, 2020):

- *Mitigación del cambio climático:* Nuestro país es muy vulnerable a los impactos del cambio climático, que amenaza sectores clave como el agro, los recursos hídricos y la seguridad alimentaria. Un ejemplo concreto lo presentan Colque *et al.* (2023) al mostrar evidencias del cambio climático en Santa Cruz a consecuencia de la expansión agropecuaria y deforestación. Estas pruebas tienen que ver con la reducción de precipitaciones pluviales y con el incremento de temperaturas, lo que eleva el riesgo de llegar a cuatro meses secos por año en un futuro cercano.
- *Diversificación de la economía:* Bolivia tiene una economía que a lo largo de su historia ha dependido en gran medida de la exportación de recursos naturales como el gas natural y los minerales. La transición energética impulsa la diversificación de la economía al fomentar la inversión en energías renovables, lo que puede crear nuevos empleos y oportunidades en sectores emergentes relacionados con el cambio climático.
- *Seguridad energética:* Diversificar el mercado energético en el país es necesario y posible con la implementación de energías alternativas y eficiencia energética. Esta conversión, sin duda, no solo permitirá a los usuarios ahorrar en gastos mensuales, sino que al mismo tiempo ampliará la sostenibilidad del gas natural, gasolina y diésel, y llegará a reducir las importaciones.
- *Acceso a energía en zonas rurales:* Bolivia tiene una población significativa en áreas rurales y remotas que aún carece de acceso a servicios de energía modernos y asequibles. La transición energética puede facilitar la expansión de infraestructuras de energías limpias y renovables en estas zonas, mejorando así la calidad de vida y las oportunidades económicas para sus habitantes.

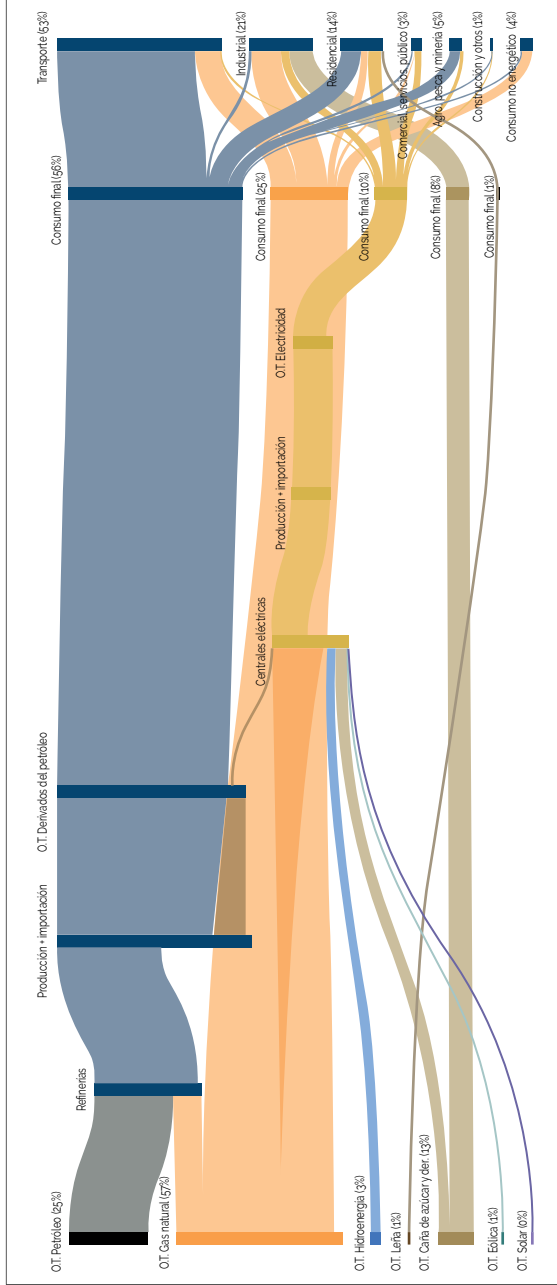
- *Reducción de contaminantes locales:* La transición hacia fuentes de energía más limpias también puede ayudar a disminuir la contaminación local, lo que es beneficioso para la salud pública y el bienestar de la población.
- *Atracción de inversiones:* La implementación de proyectos de energía renovable puede atraer inversiones extranjeras y cooperación internacional, lo que puede proporcionar recursos financieros y tecnológicos adicionales para el desarrollo sostenible del país.
- *Cumplimiento de compromisos internacionales:* Bolivia es signatario de acuerdos y compromisos internacionales relacionados con la mitigación del cambio climático y el desarrollo sostenible, como los ODS y el Acuerdo de París.

Balance de energía

Producción y consumo de energía en Bolivia

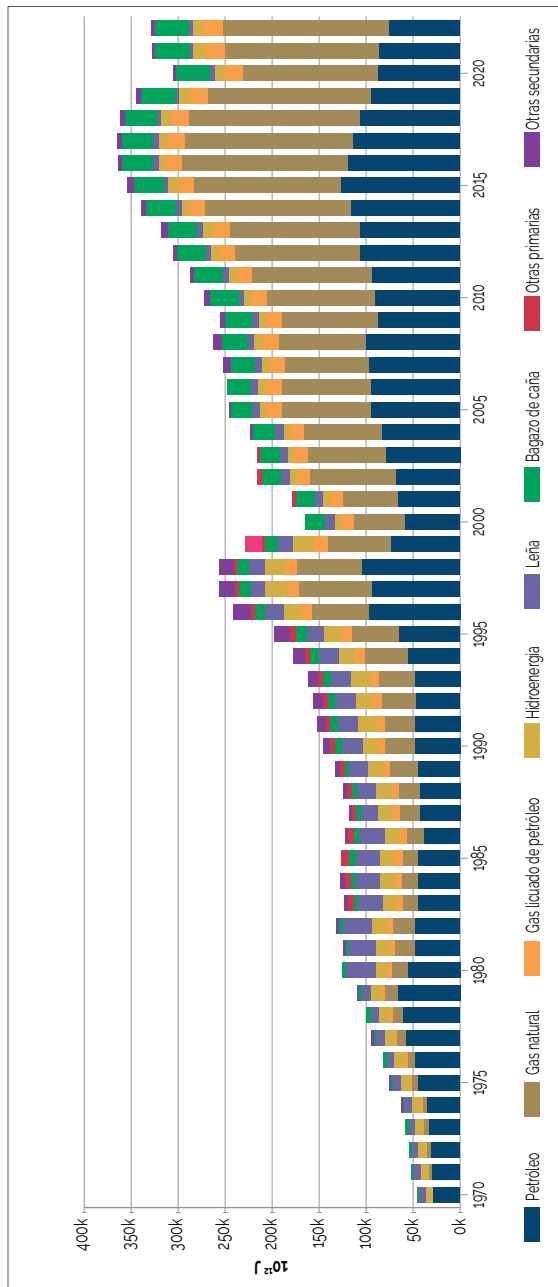
La Organización Latinoamericana de Energía (Olade) ha estado trabajando en la normalización del balance energético en Sudamérica y Bolivia, para aportar con publicaciones estadísticas energéticas y de desarrollo de la región. El balance energético considera la producción de energías (petróleo, gas, biomasa, hidráulica, eólica, solar y geotérmica) en Bolivia y su aprovechamiento. Utilizando los datos de las instituciones y empresas estatales, Olade presenta un balance energético a 2022 (ver gráfico 1). En esta imagen, la producción (lado izquierdo) de energía se distribuye de la siguiente manera: 57% gas natural, 25% petróleo, 13% caña de azúcar, 3% hidro, 1% leña, 1% eólica y 0% solar. En el otro extremo (derecha), después de los respectivos procesos, 53% del consumo de energía está en el transporte, 21% en la industria, 14% en residencias, 5% en el sector productivo agrícola y minería, 4% en consumo no energético, 3% en comercios y servicios, y 1% en construcción y otros. Es necesario agregar que todos los consumidores tienen un alto consumo proveniente de combustibles fósiles: petróleo (línea azul) y gas (línea naranja).

Gráfico 1
Balance energético de Bolivia, 2023



Fuente: Olade, 2022. <https://sielac.olade.org/>

Gráfico 2
Evolución de fuentes de energía primaria en Bolivia (en TJ o 10^{12} J)



Fuente: Olade, 2022. <https://sielac.olade.org/>

Se observa que la oferta de energía primaria de Bolivia depende principalmente del gas natural y petróleo. Con porcentajes de crecimiento importantes están el bagazo (residuos) de la caña de azúcar, que se utiliza para generar electricidad, y los derivados de esa planta como el etanol, que tiene cada vez más cobertura en su comercialización como combustible alternativo.

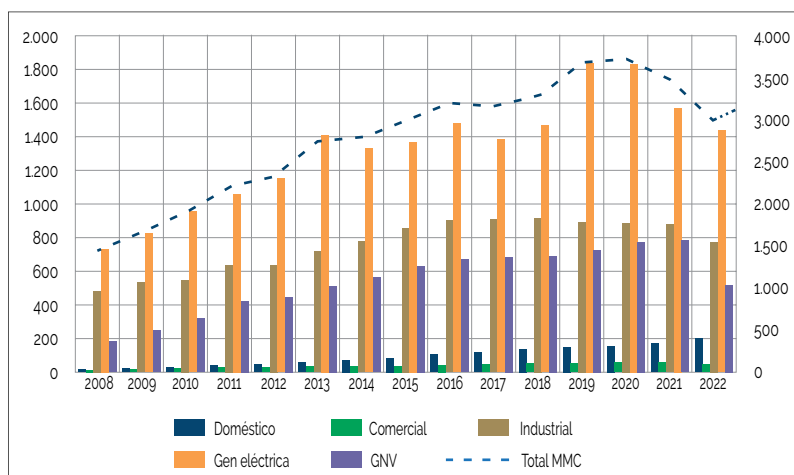
La evolución de la oferta de energía primaria refleja claramente la incorporación del gas natural conforme avanzaron los descubrimientos de campos gasíferos y las gestiones para cambiar la matriz energética del petróleo al gas natural. Sin embargo, las iniciativas por reducir la demanda de petróleo han resultado insuficientes (ver gráfico 2). La oferta de energía hidráulica se ha mantenido estable, mientras que las fuentes tradicionales, como la leña o el carbón, son progresivamente abandonadas. Las ofertas de otras fuentes (eólica y solar) han tenido una participación relativamente pequeña en la oferta total de energía, aunque su importancia ha ido creciendo en los últimos años.

De acuerdo con lo señalado en el párrafo anterior, los esfuerzos por incrementar la demanda de gas natural en el mercado nacional han logrado implementar amplias infraestructuras para aumentar el consumo de ese hidrocarburo. Evaluando el consumo de la energía primaria del gas, el gráfico 3 muestra la distribución de sus principales consumidores. La generación eléctrica demanda la mayor cantidad de gas natural, seguida por la industria y el Gas Natural Vehicular (GNV). No existe una estadística sobre el consumo de gas en la industria, pero este energético se emplea normalmente en calderos y hornos, y desplaza parcialmente el consumo de Gas Licuado de Petróleo

(GLP). El tercer sector de mayor consumo es el GNV, que desplazó parcialmente la demanda de gasolina y se utiliza en vehículos de transporte público local. Por otra parte, la descripción del uso de gas en termoeléctricas se describe en el capítulo “Termoeléctrica”.

Gráfico 3

Consumo de gas natural en el mercado interno

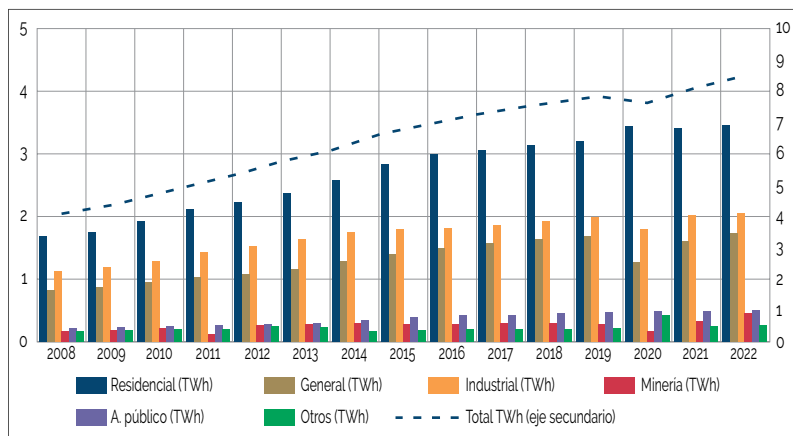


Fuente: elaboración propia con base en datos del INE.

Las centrales eléctricas (plantas que transforman las energías primarias en secundarias) también deben tener como objetivo la reducción de la demanda de carburantes líquidos. En este caso, el gráfico 4 muestra la estructura de los consumidores, siendo el sector residencial o doméstico el de mayor demanda, seguido del industrial y el general o comercial. Otros sectores tienen menor demanda. El de transportes no tiene una clasificación propia, puesto que su consumo aún es muy bajo.

Gráfico 4

Consumo de energía eléctrica en el mercado interno (en TWh)



Fuente: elaboración propia con base en datos de la AETN.

La segunda mayor oferta de energía primaria es la del petróleo, que en su mayoría es importado y/o refinado a gasolina automotriz y diésel (ver anexo 2). Analizando el consumo, con datos del *Balance Energético Nacional a nivel Departamental 2021*, el consumo de gasolina está prácticamente concentrado en el sector transporte, mientras el consumo de diésel está distribuido principalmente en el transporte, pero también en el sector agropecuario, pesca y minería.

Para desarrollar de mejor forma el consumo energético del petróleo y gas natural, pasamos a presentar cifras importantes de aquellos consumidores que –desde el punto de vista del autor– podrían reducir bastante la demanda energética mejorando las gestiones e incentivos.

Cuadro 1

Consumo final de *diesel oil* por sector económico (en kbp y %)

Sector	LP	SCZ	CBBA	CH	TJA	OR	PT	BE	PD	Bolivia
Transporte	2.496,29	4.095,22	1.854,55	254,70	497,87	555,01	500,88	370,82	39,37	10.664,7
Agropecuaria, pesca y minería	263,56	667,31	174,59	108,55	50,29	101,60	214,25	141,83	28,70	1.750,6
Industria	43,15	93,62	40,14	7,63	5,68	6,67	2,91	6,23	0,89	206,9
Comercial, servicios y público	28,44	30,09	15,35	3,79	3,60	3,67	6,05	4,32	1,05	96,3
Construcción y otros	58,76	86,05	56,79	10,58	25,80	20,34	27,52	14,47	6,43	306,7
Total	2.890,21	4.972,28	2.141,42	385,26	583,24	687,29	751,60	537,67	76,43	13.025,4
Sector	LP	SCZ	CBBA	CH	TJA	OR	PT	BE	PD	Bolivia
Transporte	86,37%	82,36%	86,60%	66,11%	85,36%	80,75%	66,64%	68,97%	51,51%	81,88%
Agropecuaria, pesca y minería	9,12%	13,42%	8,15%	28,18%	8,62%	14,78%	28,51%	26,38%	37,54%	13,44%
Industria	1,49%	1,88%	1,87%	1,98%	0,97%	0,97%	0,39%	1,16%	1,16%	1,59%
Comercial, servicios y público	0,98%	0,61%	0,72%	0,98%	0,62%	0,53%	0,80%	0,80%	1,37%	0,74%
Construcción y otros	2,03%	1,73%	2,65%	2,75%	4,42%	2,96%	3,66%	2,69%	8,41%	2,35%

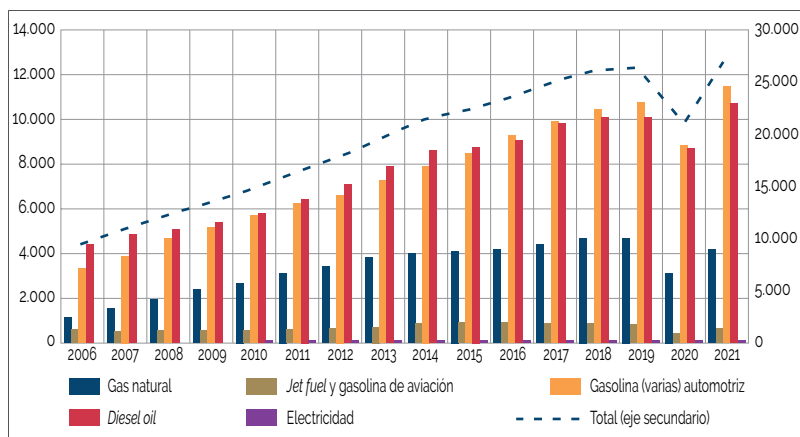
Fuente: MHE, 2023a.

Consumo de energía en el sector transporte

De acuerdo con los balances de energía 2020 y 2021, el sector transporte tiene los más altos consumos de energía de carburantes líquidos (gasolina y diésel). En el caso del GNV, aunque tiene subsidios e incentivos en el costo de instalación, además de un precio accesible, el crecimiento de su consumo aún no ha superado las otras demandas de carburantes líquidos. Por otra parte, la demanda eléctrica más significativa en el transporte está en Mi Teleférico (La Paz) y en el Tren Metropolitano (Cochabamba) que, según los datos del Instituto Nacional de Estadística (INE) a 2021, consumieron en total 15,41 kilo barriles equivalentes de petróleo (kbp), es decir, aproximadamente el 0,06% del consumo total de energía hecho por el sector transporte.

Gráfico 5

Consumo de energía en el sector transporte (en kbp)



Fuente: elaboración propia con base en datos de la AETN.

Considerando que el sector transporte debe reducir con urgencia su demanda de carburantes fósiles, en especial de líquidos como la gasolina y el diésel, un valioso factor a evaluar es la cantidad de pasajeros y/o peso transportado por unidad de energía consumida, factor que también estaría relacionado con la intensidad energética. Este indicador podría demostrar la factibilidad de invertir en el transporte masivo. En términos de eficiencia energética, los sistemas de transporte masivo tienen ventajas sobre los automóviles, debido a su capacidad para transportar grandes cantidades de pasajeros, seguir rutas optimizadas, beneficiarse de economías de escala en la producción y operación, utilizar menos energía por kilómetro recorrido y reducir los gastos.

En marzo de 2015, la Agencia de Cooperación Internacional de Japón (JICA, por sus siglas en inglés) realizó el *Estudio de Confirmación y Recolección de Datos sobre el Desarrollo Urbano, el Transporte Urbano, y la Prevención de Desastres para el Área Metropolitana de Santa Cruz*, del cual extraemos los datos que se presentan en el cuadro 2, en el que se resume las causas y los problemas del transporte en la capital cruceña. A la fecha, esas dificultades se replican en otras ciudades como La Paz, Cochabamba, Oruro y Potosí.

Cuadro 2

Descripción de causas y problemas del transporte en Santa Cruz

Problema	Descripción
Congestión vehicular	Congestión vehicular en rotondas, cruces, cruces semaforizados, vecindades cercanas a zonas urbanizadas que carecen de autopistas y en el centro de la ciudad.
Utilidad del transporte público	Problemas con la comodidad del vehículo y la congestión de pasajeros dentro de las unidades.
Seguridad vial	Ambiente no adecuado para el peatón.
Accesibilidad	Existencia de zonas donde es malo el acceso desde el centro de Santa Cruz hacia los municipios.

Causa	Descripción
Falta de capacidad de las vías	Las intersecciones y las avenidas en el centro de la zona urbana y sus alrededores no cuentan con la suficiente capacidad de tránsito vehicular.
Uso ineficiente del espacio de las calles y avenidas	Existe un empleo ineficiente del espacio de las vías con parqueos ilegales, comercio en las avenidas y veredas o disposición de estacionamientos en avenidas donde se genera la mayor congestión.
Falta de áreas de estacionamiento en el centro de la ciudad	La falta de estacionamientos fomenta el aparcamiento de los vehículos en calles y avenidas.
Deficiencia en el equipamiento para la gestión del tráfico	Falta de semáforos y señalización tanto vertical como horizontal.
Superposición y concentración de rutas del transporte público	Concentración de líneas de micros en una misma vía o unidades de transporte con el mismo destino.
Reducción del tamaño de los vehículos de transporte público	Congestión provocada por la propagación de trufis cuya capacidad de transporte de pasajeros es reducida.
Debilidad jurídica e institucional que impide la mejora en el transporte público	No se fiscaliza a las unidades vehiculares que se estacionan en lugares prohibidos.
Malas prácticas de conducción	Estacionar en lugares prohibidos, no dar prioridad al peatón y conducir imprudentemente son algunas de las malas prácticas en el transporte público.
Falta de control de malos conductores	No se está fiscalizando a los conductores que cometen infracciones de tránsito.
Vías no pavimentadas	Malas condiciones del transporte público y los accesos a la ciudad por vías no pavimentadas en los alrededores del área urbana.
Red vial incompleta	Anillos viales incompletos, autopistas que carecen de continuidad y falta de viaductos son factores que se presentan en una red de carreteras incompleta.

Fuente: JICA, Nippon Koei Co., Ltd. y Nippon Koei LAC Co., Ltd., 2015.

El estudio también ofrece posibles soluciones, como la implementación de buses con mayor capacidad de pasajeros, con rutas mejor organizadas. Otra solución propuesta en 2015 –en ese entonces no viable– es la implementación de la red

ferroviaria urbana, que solo sería factible cuando el Producto Interno Bruto (PIB) urbano es superior a 3.000 millones de dólares, por lo que se sugería mantener los terrenos ferroviarios hasta que su implementación sea posible. El enfoque de estas soluciones estaba dirigido a lograr el desarrollo de la ciudad de forma ordenada con la construcción de viviendas y/o edificios a lo largo de corredores urbanizados, de tal forma que el transporte sea más eficiente y favorable. Sin embargo, estas soluciones tienen también complicados desafíos a vencer, como la existencia de terrenos a precios bajos en zonas con escasa planificación o la capacidad del municipio para coordinar con los transportistas.

En el sector del transporte interprovincial y transporte de carga se planteó el 2013 el proyecto Corredor Ferroviario Bioceánico de Integración (CFBI), propuesta boliviana sugerida durante la visita del entonces presidente Evo Morales a China¹. Esta iniciativa fue declarada por los países de la Unión de Naciones Sudamericanas (Unasur) y del Mercado Común del Sur (Mercosur) como proyecto estratégico de la región. El objetivo del proyecto para Bolivia era construir un corredor férreo de transporte de carga que conecte de manera interna el este y el oeste de Bolivia, y vincule al país con Brasil y Perú, utilizando los puertos de ambos países para acceder a los océanos Atlántico y Pacífico, y de esta manera a los mercados mundiales. La información más reciente publicada por el Ministerio de Obras Públicas indica la inversión del Gobierno boliviano para ubicar las estaciones y vías en el tramo oriental de este proyecto, que ya cuenta con otros estudios.

1 Según información de swissinfo.ch

Cuadro 3

Consumo departamental de energía en el sector agropecuario, pesca y minería por tipo de energético (en kbp)

Energético	LP	SCZ	CBBA	CH	TJA	OR	PT	BE	PD	Bolivia
Electricidad	13,56	-	-	-	-	107,13	307,78	-	-	428,47
Diesel/oil	263,56	667,31	174,59	108,55	50,29	101,60	214,25	141,83	28,70	1.750,68
Total	277,13	667,31	174,59	108,55	50,29	208,72	522,02	141,83	28,70	2.179,15

Fuente: MHE, 2023a.

Cuadro 4

Cobertura eléctrica por departamento (en %)

Acceso a la electricidad	LP	SCZ	CBBA	CH	TJA	OR	PT	BE	PD	Bolivia
Cobertura eléctrica total	95,0	97,3	92,7	89,7	97,7	93,2	86,8	93,7	89,5	94,1
Cobertura eléctrica urbana	99,1	99,0	99,6	99,9	98,4	99,8	99,3	99,3	98,1	99,2
Cobertura eléctrica rural	84,9	88,2	77,4	75,0	96,1	78,4	76,1	71,2	72,4	81,5

Fuente: MHE, 2023a.

Consumo de energía en el sector agropecuario, pesca y minería

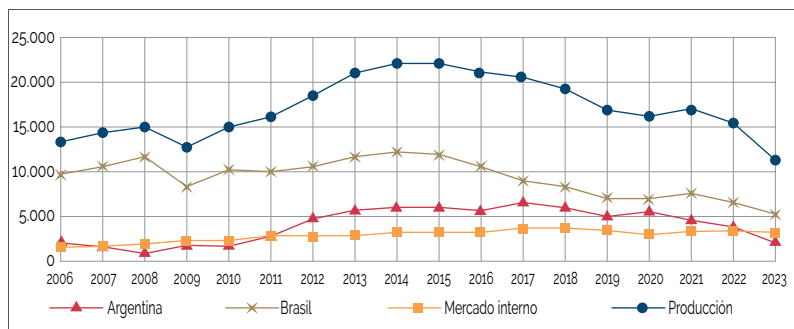
El segundo gran consumidor de diésel es el sector clasificado como agropecuario, pesca y minería, actividades productivas que en su mayoría son desarrolladas en zonas rurales, donde también el acceso a energía eléctrica es insuficiente. Santa Cruz, La Paz y Potosí son los departamentos con mayor consumo de diésel en este sector y, entre ellos, Potosí tiene la menor cobertura eléctrica.

Exportación de energía

Las exportaciones de gas natural en Bolivia están experimentando una tendencia a la baja debido a varios factores. El declive en la producción y exportación de gas es atribuido a la declinación de los campos gasíferos y a la falta de inversiones para explorar nuevos campos hidrocarbúricos. Considerando, además, la importancia de cumplir con el mercado interno, es lógico que las exportaciones tengan que ser reducidas, aunque esto represente disminuir los ingresos económicos para el país (ver gráfico 6).

Gráfico 6

Producción y exportación de gas natural (en MMm³)



Fuente: elaboración propia con base en datos del INE.

Argentina y Brasil están avanzando significativamente en el desarrollo de sus propios recursos, especialmente en las formaciones de Vaca Muerta y Presal, respectivamente. La expansión de la infraestructura de gasoductos es crítica para ambos países, porque no solo podrán satisfacer sus demandas internas, sino también exportar gas natural que probablemente se desarrolle mediante el uso de infraestructura compartida, como los gasoductos bolivianos, lo que posibilitará una nueva forma de integración energética regional.

Lo cierto es que Bolivia está perdiendo relevancia en el mercado del gas natural. Sin embargo, al momento de evaluar la integración energética en Sudamérica, Bolivia tiene mejores oportunidades para exportar electricidad, en especial la generada de fuentes alternativas. Esto permitirá reemplazar a los combustibles fósiles (considerando la ubicación y los costos) y avanzar en las metas de reducción de huellas de carbono que tienen comprometidas los países vecinos.

La iniciativa para lograr la integración energética en Sudamérica dio sus primeros pasos el 2011, con la creación del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (Sinea), que consiste en la construcción de líneas de transmisión y subestaciones. El 2014 se firmó la primera Hoja de Ruta 2020-2030, que ha sido la base para dar seguimiento a los avances y estudios de factibilidad técnica económica para las interconexiones entre los países miembros. Los esfuerzos y estudios de cada país han sido la base para dar seguimiento a los avances y estudios de factibilidad técnica y económica, y a las interconexiones entre los países miembros junto a la cooperación técnica del Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Una vez se creen las condiciones a nivel de infraestructura que den soporte a la implementación

de un mercado subregional, se ve conveniente la creación de una institución de coordinación regional que, entre otras actividades, tome a su cargo las tareas necesarias para el rápido funcionamiento del mercado regional eléctrico, de acuerdo con la Comisión de Integración Energética Regional (CIER).

Al momento, conforme al avance de la infraestructura de interconexiones en cada país, el Sinea está enfocado en integrar el mercado subregional de Colombia, Ecuador y Perú, e incorporaría posteriormente los mercados de Chile y Bolivia, a medida que se concreten nuevas interconexiones y se establezcan marcos normativos que posibiliten los intercambios. Perú y Chile, por su parte, contemplan líneas de transmisión bidireccional de 200 y 500 kilovatios (kW), esto permitiría a Chile exportar energía a Perú en horas de alta generación renovable, principalmente a partir del recurso solar. Perú, a su vez, exportaría electricidad a Chile en horas de demanda neta punta².

Argentina y Chile también han gestionado sus estrategias de administración de energía. Argentina, además de exportar gas natural a Chile, está interconectada hoy a su vecino chileno mediante una línea de transmisión bidireccional de 345 kW.

Bolivia, por su lado, cuenta con una línea de transmisión de 132 kW, por donde exportó electricidad a Argentina por un valor acumulado de 5,5 millones de dólares entre marzo y septiembre de 2023. El mapa 1 muestra las interconexiones eléctricas que existen o que están planificadas en la región de Argentina, Bolivia, Chile y Perú.

2 Ministerio de Energía de Chile (20 de noviembre de 2019), “Chile podría exportar energía a Perú”, Ministerio de Energía [Noticias]. <https://www.energia.gob.cl/noticias/nacional/chile-podria-exportar-energia-peru?page=2>

Es de observar que los esfuerzos por lograr interconexiones internacionales representan una gran oportunidad para optimizar:

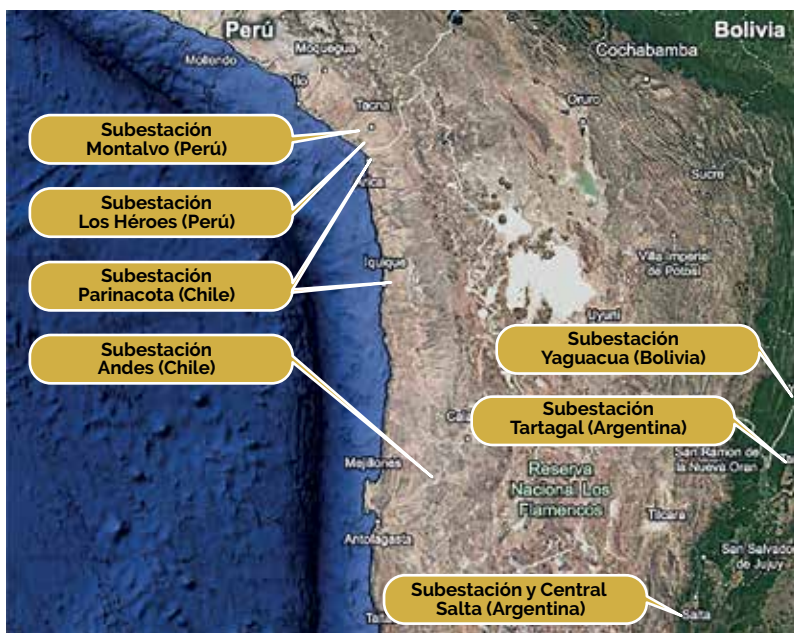
- el uso de la electricidad generada con energías alternativas (en especial aquellas ubicadas cerca de las fronteras),
- la programación de exportaciones de excedentes,
- y la ampliación de la cobertura eléctrica en líneas fronterizas, entre varios otros.

La Empresa Nacional de Electricidad (ENDE), en su *Memoria anual 2021*, presenta un capítulo de Iniciativas de Exportación y Proyectos Asociados, el cual muestra los avances y las reuniones realizadas con Argentina, Brasil, Chile y Perú para lograr la interconexión eléctrica. En cambio, la *Memoria anual 2022* solo menciona los estudios a realizar para la interconexión Brasil-Bolivia, además de la conclusión de la interconexión Argentina-Bolivia.

Con base en algunos detalles que se observan en los países con mayor avance en interconexiones internacionales, se puede indicar que Bolivia debe crear un mercado eléctrico competitivo, con subastas de energía y participación de privados, e incorporar además a la normalización de leyes, estándares y políticas que sean compatibles entre los países. Esto le permitirá consolidar su integración eléctrica.

Mapa 1

Interconexiones eléctricas en la región Argentina-Bolivia-Chile-Perú



Fuente: elaboración propia con base en datos de la AETN, CNE y el Ministerio de Energía de Chile.

Transición energética en Sudamérica

El cuadro 5 presenta un análisis comparativo detallado de las fuentes de energía primaria, el consumo de energía por sector, la generación eléctrica y las emisiones de CO₂ en la región de Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Perú y Paraguay. Este análisis destaca las diferencias y similitudes en la matriz energética de cada país, ofreciendo una visión aproximada sobre cómo cada país aprovecha sus recursos naturales para satisfacer sus necesidades energéticas y los desafíos ambientales que enfrenta.

Cuadro 5

Suministro y mercado de energía en Argentina, Bolivia, Brasil, Chile y Perú en 2021

País	Fuentes de energía primaria	Consumo de energía por sector	Generación eléctrica	Emisiones de CO ₂	Comentarios
Argentina	<p>Total: 3.37x10⁶ terajulios (TJ)</p> <p>Carbón: 1.6%</p> <p>Petróleo: 37.5%</p> <p>Gas: 49.7%</p> <p>Hidro: 2.43%</p> <p>Renovable: 1.83%</p> <p>Bioenergía: 4.5%</p> <p>Nuclear: 2.58%</p> <p>Reservas probadas: 2.834 MMBbl petróleo</p> <p>350.484 MMm³ gas</p> <p>Importa y exporta gas y petróleo</p>	<p>Total: 2.39 x10⁶ TJ</p> <p>Industria: 21.5%</p> <p>Transporte: 31.8%</p> <p>Gas: 49.7%</p> <p>Residencial: 26.4%</p> <p>Comercial: 7.43%</p> <p>Agro y pesca: 6.97%</p> <p>No específica: 0%</p> <p>No energético: 5.7%</p>	<p>Total: 145.645 gigavatios hora (GW/h)</p> <p>Carbón: 1.8%</p> <p>Petróleo: 10.3%</p> <p>Gas: 52.8%</p> <p>Bioenergía: 1.6%</p> <p>Hidro: 16.2%</p> <p>Solar: 2%</p> <p>Eólica: 9.7%</p> <p>Nuclear: 5.5%</p> <p>Consumo de energía per cápita: 2.91 MW/h</p>	<p>Total emisiones: 172.6 miles de toneladas (Mt)</p> <p>Proporción global: 0.5%</p> <p>Emisiones per cápita: 3.7 t</p>	<p>Argentina alcanzó el acceso universal a la electricidad a través de un programa de mercado rural eléctrico para áreas remotas.</p> <p>Las reservas encontradas en Vaca Muerta le permiten continuar con la dependencia del petróleo. Es el cuarto mayor productor de litio del mundo. En su mayoría, las empresas de generación son privadas.</p> <p>Existen normativas y leyes que permitieron el desarrollo de plantas solares y eólicas. Existe un plan para cubrir el 20% de la demanda eléctrica con energías renovables (se excluye la hidráulica).</p> <p><i>Intensidad energética:</i></p> <p>Económica: 3.935.59 megajulios (MJ) por cada mil dólares (M\$US) de la paridad de poder adquisitivo-PPP³ (2015)</p> <p>De los edificios: 0.61 gigajulios por metro cuadrado (GJ/m²)</p> <p>De las industrias: 3.33 MJ/\$US PPP (2015)</p> <p>Del transporte: s/dato</p> <p>De los servicios: 0.38 MJ/\$US PPP (2015)</p>

3 Es la paridad de poder adquisitivo (PPP, por sus siglas en inglés). Para el sector de manufactura y otros se emplea en lugar del PIB, porque se utiliza la diferencia de niveles de precios que existen entre los países y separa las contribuciones de otros sectores de explotación de recursos naturales. Así, se realiza una comparación más justa.

País	Fuentes de energía primaria	Consumo de energía por sector	Generación eléctrica	Emisiones de CO ₂	Comentarios
Bolivia	Total: 3.79x10 ⁵ TJ Carbón: 0.1% Petróleo: 47.8% Gas: 36.3% Hidro: 3.1% Renovables: 0.5% Bioenergía: 12.3% Reservas probadas: 190 MMBbl petróleo: 280.170 MMm ³ gas Exporta gas y GLP. Importa gasolina y diésel.	Total: 3.04 x10 ⁵ TJ Industria: 21.2% Transporte: 53.7% Residencial: 14.8% Comercial: 3.5% Agro y pesca: 4.3% No especificado: 0.3% No energético: 2.1%	Total: 10.829 GWh Petróleo: 1.9% Gas: 59.7% Bioenergía: 4.2% Hidro: 29.9% Solar: 3.2% Eólica: 1.1% Consumo de energía per cápita: 0.82 MWh	Total emisiones: 20 Mt Proporción global: 0.06% Emisiones per cápita: 1.67 t	<p>El sector eléctrico es en su mayoría administrado por empresas estatales, aunque también existen empresas privadas en operación.</p> <p>Toda la economía nacional tiene alta dependencia del gas natural.</p> <p>La participación de privados en generación, transmisión y distribución es muy baja, el mayor porcentaje de participación en el mercado eléctrico y energético es público.</p> <p>Las leyes y normativas no son actualizadas en concordancia con las necesidades que demanda la transición energética.</p> <p>Del total de petróleo comercializado, el 38% es importado.</p> <p><i>Intensidad energética:</i> Económica: 4479,87 MJ/M\$US PPP (2015) Sin otros indicadores energéticos.</p>

País	Fuentes de energía primaria	Consumo de energía por sector	Generación eléctrica	Emisiones de CO ₂	Comentarios
Brasil	<p>Total: 12.53x10⁶ TJ</p> <p>Carbón: 4.7%</p> <p>Petróleo: 37.2%</p> <p>Gas: 9.4%</p> <p>Hidro: 12.3%</p> <p>Renovable: 3.5%</p> <p>Bioenergía: 31.7%</p> <p>Reservas probadas: 13.329 MMbbl petróleo</p> <p>370.730 MMm³ gas</p> <p>Exporta petróleo, importa gas.</p>	<p>Total: 10.2x10⁶ TJ</p> <p>Industria: 33.9%</p> <p>Transporte: 37.1%</p> <p>Residencial: 11.9%</p> <p>Comercial: 5.5%</p> <p>Agro y pesca: 5.4%</p> <p>No especificado: 0%</p> <p>No energético: 6.3%</p>	<p>Total: 677173 GWh</p> <p>Carbón: 2.1%</p> <p>Petróleo: 1.5%</p> <p>Gas: 6.2%</p> <p>Bioenergía: 8.4%</p> <p>Hidro: 63.1%</p> <p>Solar: 4.4%</p> <p>Eólica: 12.1%</p> <p>Nuclear: 2.1%</p> <p>Otros 0.1%</p> <p>Consumo de energía per cápita: 2.66 MWh</p>	<p>Total emisiones: 413.8 Mt</p> <p>Proporción global: 1.3%</p> <p>Emisiones per cápita: 2 t</p> <p>Su objetivo es alcanzar cero emisiones netas hasta el 2050 y una reducción del 50% al 2030. Estas metas están respaldadas con plan de acción.</p>	<p>El acceso a la electricidad en todo el país es casi universal.</p> <p>Es líder mundial en biocombustibles con gran demanda en su mercado interno automotriz.</p> <p>El sector eléctrico es en su mayoría privado.</p> <p>Las normativas y leyes cubren varios sectores que se relacionan con la transición energética.</p> <p><i>Intensidad energética:</i></p> <p>Económica: 3977.46 MJ/M\$US PPP (2015)</p> <p>Residencial: 0.61 GJ/m²</p> <p>Del transporte: 1.53 megajulios por kilómetro (MJ/km)</p> <p>De las industrias: 12.54 MJ/\$US PPP (2015)</p> <p>De los servicios: 0.29 MJ/\$US PPP (2015)</p>

País	Fuentes de energía primaria	Consumo de energía por sector	Generación eléctrica	Emisiones de CO ₂	Comentarios
Chile	<p>Total: 1.57x10⁶ TJ</p> <p>Carbón: 11.3%</p> <p>Petróleo: 47.6%</p> <p>Gas: 14.1%</p> <p>Hidro: 4.7%</p> <p>Renovable: 6.7%</p> <p>Bioenergía: 15.6%</p> <p>Reservas probadas: 12 MMBbl petróleo</p> <p>8 MMm³ gas</p> <p>Importa gas y petróleo.</p>	<p>Total: 1.15x10⁶ TJ</p> <p>Industria: 36%</p> <p>Transporte: 34%</p> <p>Residencial: 18%</p> <p>Comercial: 7%</p> <p>Agro y pesca: 2%</p> <p>No especificado: 0%</p> <p>No energético: 3%</p>	<p>Total: 88.036 GWh</p> <p>Carbón: 22.4%</p> <p>Petróleo: 2.8%</p> <p>Gas: 19.6%</p> <p>Bioenergía: 4.9%</p> <p>Hidro: 23.2%</p> <p>Geotermia: 0.5%</p> <p>Solar: 16.4%</p> <p>Eólica: 10.1%</p> <p>Consumo de energía per cápita: 4.23 MWh</p>	<p>Total emisiones: 81 Mt</p> <p>Proporción global: 0.25%</p> <p>Emisiones per cápita: 4 t</p>	<p>70% del total de la energía primaria es importada y corresponde a combustibles fósiles (gas o petróleo).</p> <p>Es el segundo mayor productor de litio.</p> <p>La generación, transmisión y distribución eléctrica, además de la producción de litio, es efectuada principalmente por empresas concesionarias privadas, operadas por empresas extranjeras y locales.</p> <p>Chile se destaca por el uso de sus diversos recursos renovables.</p> <p>Tiene una sólida estructura normativa en el sector eléctrico y uso eficiente de la energía.</p> <p><i>Intensidad energética:</i></p> <p>Económica: 3.433.17 MJ/M\$US PPP (2015)</p> <p>De los edificios: s/dato</p> <p>Del transporte: 1.68 MJ/km</p> <p>De las industrias: 5.32 MJ/\$US PPP (2015)</p> <p>De los servicios: 0.29 MJ/\$US PPP (2015)</p>

País	Fuentes de energía primaria	Consumo de energía por sector	Generación eléctrica	Emisiones de CO ₂	Comentarios
Perú	<p>Total: 9,94x10⁵ TJ</p> <p>Carbón: 1,9%</p> <p>Petróleo: 38,6%</p> <p>Gas: 31,7%</p> <p>Hidro: 11,5%</p> <p>Renovable: 11%</p> <p>Bioenergía: 15,2%</p> <p>Reservas probadas: 349 MMBbl</p> <p>petróleo 399,030 MMm³</p> <p>gas</p> <p>Importa y exporta petróleo.</p> <p>Exporta gas.</p>	<p>Total: 7,99x10⁵ TJ</p> <p>Industria: 27,8%</p> <p>Transporte: 40,1%</p> <p>Residencial: 23,2%</p> <p>Comercial: 6,9%</p> <p>Agro y pesca: 1,3%</p> <p>No especificado: 0%</p> <p>No energético: 0,7%</p>	<p>Total: 56,769 GWh</p> <p>Carbón: 0,3%</p> <p>Petróleo: 0,6%</p> <p>Gas: 37,3%</p> <p>Bioenergía: 1,0%</p> <p>Hidro: 56,2%</p> <p>Solar: 1,4%</p> <p>Eólica: 3,2%</p> <p>Consumo de energía per cápita: 1,49 MWh</p>	<p>Total emisiones: 46 Mt</p> <p>Proporción global: 0,14%</p> <p>Emisiones per cápita: 1,38 t</p> <p>Su objetivo es reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero en un 30% al 2030.</p>	<p>El sector eléctrico tiene participación pública y privada.</p> <p>El país está desarrollando aproximadamente 4 GW en proyectos eólicos y solares. Perú aspira a que las energías renovables sean el 60% del mix eléctrico para el 2025.</p> <p>Tiene avances en el desarrollo de sus políticas y normativas para la transición energética.</p> <p><i>Intensidad energética:</i> Económica: 2,763,28 MJ/M\$US PPP (2015)</p> <p>Sin otros indicadores energéticos.</p>

País	Fuentes de energía primaria	Consumo de energía por sector	Generación eléctrica	Emissiones de CO ₂	Comentarios
Paraguay	Total: 3.89 x10 ⁵ TJ Carbón: 0.01% Petróleo: 29.9% Gas: 0% Hidro: 37.5% Renovable: 0% Bioenergía: 32.6%	Total: 2.79x10 ⁵ TJ Industria: 25.2% Transporte: 41.8% Residencial: 25.4% Comercial: 6.6% Agro y pesca: 0% No especificado: 0% No energético: 0.9%	Total: 40.574 GW/h Petróleo: 0% Gas: 0% Bioenergía: 0% Hidro: 100% Solar: 0% Eólica: 0% 53.5% de la energía eléctrica generada es exportada a Brasil. Consumo de energía per cápita: 2.10 MW/h	Total emisiones: 8.28 Mt Proporción global: 0.02% Emisiones per cápita: 1.24 t Su objetivo es lograr que las energías alternativas generen el 60% del total de su energía al 2030.	Está basado en su recurso hidroeléctrico, el 53.5% de su generación se exporta a Argentina y Brasil. Su dependencia de hidroeléctricas también lo hace vulnerable a cambios climáticos y sequías. Reducción al 54% en sus exportaciones eléctricas anuales del 2000 al 2021. Generación, transmisión y distribución a cargo de la estatal Ande. Actualmente, también buscan alianzas con el sector privado para fortalecer su transmisión y distribución. Tienen reglamentaciones específicas para bio-combustibles. Ley de generación distribuida aprobada desde 2016. <i>Intensidad energética:</i> Económica: 3.30757 MJ/M\$US PPP (2015) Sin otros indicadores energéticos.

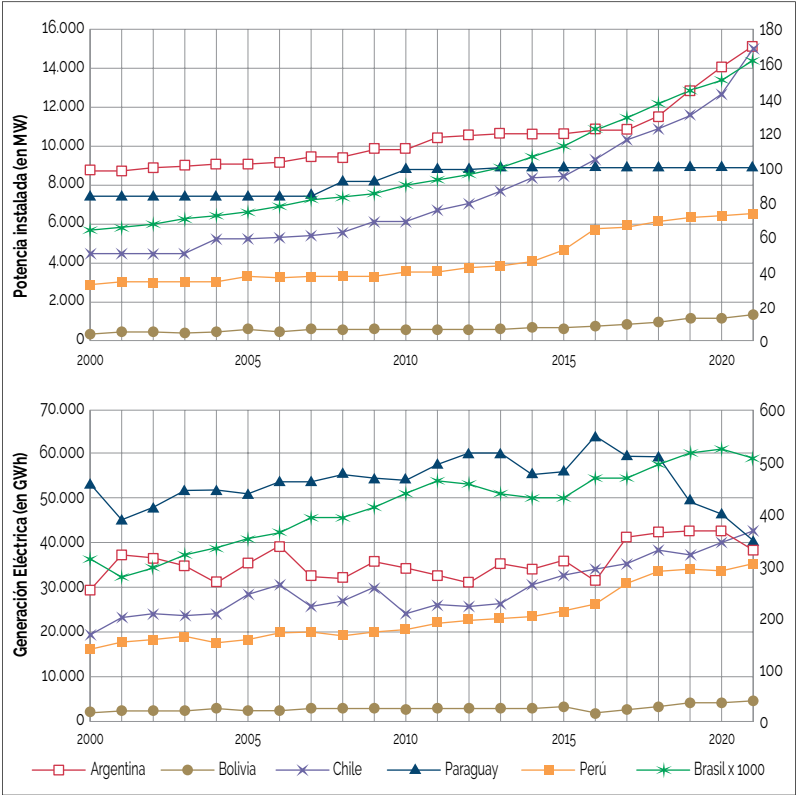
Fuente: elaboración propia con base en datos de data.iaea.org/countries

El cuadro 5 proporciona un análisis detallado que subraya los desafíos enfrentados por Bolivia en su camino hacia una matriz energética más sostenible y eficiente. A pesar de contar con un amplio potencial en recursos naturales, Bolivia muestra una alta dependencia de energías no renovables como el petróleo y el gas natural, que conforman la mayor parte de sus fuentes de energía primaria. Esto destaca la urgencia de adoptar políticas que promuevan el incremento en la utilización de fuentes renovables. Adicionalmente, el consumo energético del sector transporte, que domina el uso de energía en el país, señala un área crítica en la que se pueden realizar mejoras significativas en eficiencia. La generación eléctrica, aunque diversificada, sigue apoyándose fuertemente en el gas, lo que indica que hay margen considerable para aumentar la proporción de energías renovables. Por último, aunque las emisiones per cápita de CO₂ de Bolivia son relativamente bajas, comparadas con las de sus vecinos, cualquier incremento en la industrialización y el consumo energético podría alterar este balance, haciendo esencial el desarrollo de estrategias de mitigación de emisiones y eficiencia energética desde ahora.

El conjunto de organismos públicos, privados, agencias de cooperación y otros que trabajan en coordinación para incentivar el desarrollo de energías alternativas ha encaminado la implementación de nuevas centrales eléctricas en sectores tanto con administración pública como privada, observándose un punto de inflexión en la actividad entre 2014 y 2015, lo cual coincide con los compromisos adoptados en la COP21 (ver gráfico 7). Sin embargo, Bolivia muestra menos actividad en comparación con sus vecinos. Los países con una mayor integración y apoyo del sector privado, con mecanismos de cooperación financiera, han logrado desarrollos más significativos en energía alternativa.

Gráfico 7

Potencia instalada y generación eléctrica con energías alternativas en Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Paraguay y Perú (en MW y GWh)



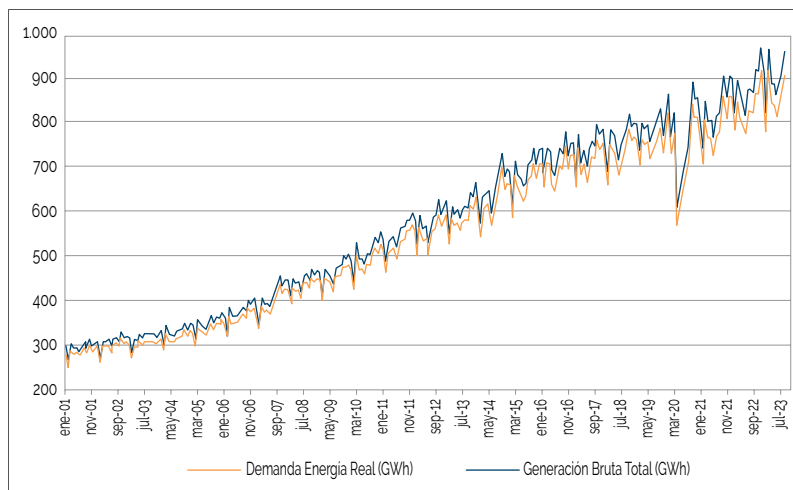
Fuente: elaboración propia con base en datos de IRENA.

Dinámica de la energía eléctrica en Bolivia

El gráfico 8 ilustra la trayectoria de la generación frente a la demanda eléctrica en Bolivia desde enero de 2001 hasta julio de 2023. Se observa que Bolivia tiene la seguridad energética para atender la creciente demanda de energía eléctrica consecuente del aumento de población, la ampliación de la cobertura y, en alguna medida, la industrialización de Bolivia. Aunque en las gestiones 2020 y 2021 se vieron afectadas por la pandemia del COVID-19, los incrementos en la generación han alcanzado niveles de crecimiento similares a anteriores años e incluso más altos, llegando a valores de 6% a 8% de crecimiento anual.

Gráfico 8

Generación bruta real y demanda de energía eléctrica mensual en Bolivia (en GWh/mes)

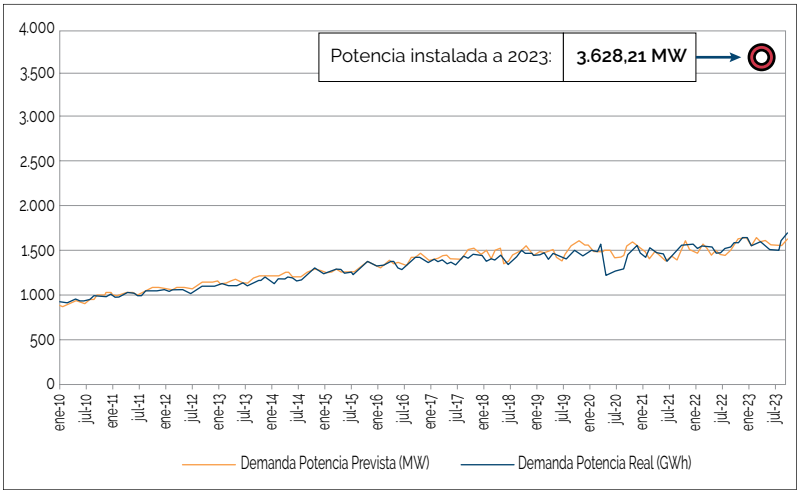


Fuente: elaboración propia con base en datos del CNDC.

El gráfico 9 muestra que Bolivia ha alcanzado un excedente significativo en potencia instalada. Este superávit refleja un sistema eléctrico robusto y fiable, capaz de manejar picos de demanda y contingencias operativas. La disponibilidad del exceso en oferta de potencia instalada llega a ser estratégico para el desarrollo del país, principalmente por los incentivos de acceso, cobertura nacional, modernización y creación de industrias a lo largo del territorio nacional que podrían ser logradas. Asimismo, es importante considerar que una sobreoferta prolongada también podría implicar que se han realizado inversiones en capacidad que no están siendo plenamente aprovechadas, lo que puede llevar a cuestionamientos sobre la eficiencia en la planificación y el retorno de la inversión en infraestructura energética.

Gráfico 9

Demanda de potencia eléctrica mensual en Bolivia (en MW/mes)



Fuente: elaboración propia con base en datos del CNDC.

El cuadro 6 es un análisis a la capacidad efectiva informada por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) a noviembre de 2023, en el que se muestra la capacidad instalada de las empresas generadoras en el país, que en su mayoría son de administración pública y baja participación privada. ENDE Guaracachi, ENDE Valle Hermoso y ENDE Corani son consecuencia de la nacionalización, que gradualmente absorbió las acciones de estas generadoras a favor de ENDE Corporación. Empresas generadoras que son subsidiarias de otras empresas estatales son: Chaco Energías SA (antes CECBB), subsidiaria de YPFB Corporación; y Eresa, subsidiaria de la Comibol. Otra estatal es ENDE Andina, con un 60% de capital de ENDE y un 40% de la venezolana PDVSA. Las privadas con mayor potencia instalada son Hidrobol, Cobee, Guabirá y Aguaí. Respecto a

otras privadas, existen las empresas Synergia, SDB y otras que no están incluidas en el cuadro 6.

Cuadro 6

Potencia instalada en centrales eléctricas de Bolivia por empresa

Empresa	Centrales	Potencia instalada (en MW)	Accionistas
Hidrobol	Taquesi	89,19	100% privada
Synergia	Kanata	7,54	100% privada
ENDE Corani	Corani	280,36	99,49% pública y 0,51% privada
Eresa	Yura	19,04	100% pública
Cobee	Miguillas	21,11	100% privada
	Zongo	188,04	
SDB	Quehata	1,97	100% privada
ENDE Guaracachi S.A.	San Jacinto	7,6	99,83% pública y 0,17% privada
ENDE Generación	Misicuni	120	100% pública
Total hidroeléctricas		734,85	307,85 MW (41,89%) privados y 427 MW (58,11%) públicos
ENDE Corani	Qollpana	27	99,49% pública y 0,51% privada
	Warnes 1	14,4	
ENDE Generación	San Julián	39,6	100% pública
	El Dorado	54	
Total eólicas		135	Público
ENDE Guaracachi S.A.	Yunchará	5	99,83% pública y 0,17% privada
	Uyuni	60,06	
ENDE Generación	Oruro (Et.1+Et.2)	100,02	100% pública
Total solares		165,08	Público
Guabirá Energía	IAGSA	5	100% privada
	Guabirá	21	
Aguai Energía	Aguai	10	100% privada
	Aguai 2	49,72	
ENDE Guaracachi S.A.	San Buenaventura	5	99,83% pública y 0,17% privada
	Unagro	35	

Empresa	Centrales	Potencia instalada (en MW)	Accionistas
Total biomasa		125,72	85,72 MW (68,18%) privados y 40 MW (31,82%) públicos
ENDE Guaracachi S.A.	Guaracachi	345,95	99,83% pública y 0,17% privada
	Santa Cruz	41,95	
	Aranjuez - DF	7,56	
	Aranjuez - TG	18,39	
	Aranjuez - MG	9,24	
ENDE Valle Hermoso	Valle Hermoso	116,6	100% pública
	Carrasco	133,36	
	El Alto	50,19	
Chaco Energías S.A.	Bulo Bulo	135,45	100% pública
ENDE Andina	Entre Ríos	526,77	60% ENDE, 40% PDVSA
	Del Sur	505,83	
	Warnes	570,57	
ENDE Generación	Trinidad	5,7	100% pública
Total termoeléctricas a gas, ciclo combinado y diésel		2.467,56	Empresas públicas
Total energías alternativas (hidráulica + eólica + solar + biomasa)		1.160,65	
Total capacidad instalada con inversión privada en operación		393,57	Hidrobol, Synergia, Cobee, SDB, Guabirá, Aguai
Total potencia instalada		3.628,21	

Fuente: elaboración propia con base en datos del CNDC, ENDE y BBV.

Tomando en cuenta las plantas que están en operación al 2023, las empresas privadas generan un total de 393,57 MW, lo que representa el 33,91% de la capacidad instalada del sector de energías alternativas, sin incluir a aquellas privadas que operan en sistemas aislados.

En cuanto al desarrollo eléctrico en Bolivia, durante la gestión 2014, el Gobierno central lanzó el “Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia (PEEPB) 2025”. En aquella planificación

se establecieron ambiciosos escenarios para incrementar la demanda de energía con dos objetivos: exportar electricidad y principalmente cumplir con el mercado local, lo que incluye la cobertura del crecimiento vegetativo, la ampliación de la red eléctrica y el desarrollo de industrias con inversión pública. Para cumplir con el mencionado incremento en la demanda, se planificó la implementación y ampliación de unidades de generación. El cuadro 7⁴ resume la potencia a instalar planteada como meta estratégica en el PEEPB-2025 y compara esas cifras con los avances a 2024. Cabe destacar que al 2012 la capacidad instalada era de 1.348,8 MW y que el PEEPB-2025 estimó que el incremento en la demanda del mercado interno llegaría a 2.114 MW. El plan estatal también planteó que los excedentes de 2.500 MW (promedio aproximado de cuatro escenarios supuestos) podrían exportarse a países vecinos.

Cuadro 7
Potencia instalada total clasificada por tipo de planta, planificada y avance al 2023 (en MW)

Tipo de energía	PEEPB 2025 (MW)	Concluido o en ejecución (MW)
Termoeléctrica	1108,00	1032,35
Hidroeléctrica	7151,00	737,20
Energías renovables	183,00	361,01
Total	8.442,00	2.730,56

Fuente: elaboración propia con base en datos del CNDC.

4 En el cuadro 7 y el gráfico 10 se presentan por separado los valores de hidroeléctricas para hacer notar la participación de otras energías alternativas como la solar, eólica y biomasa.

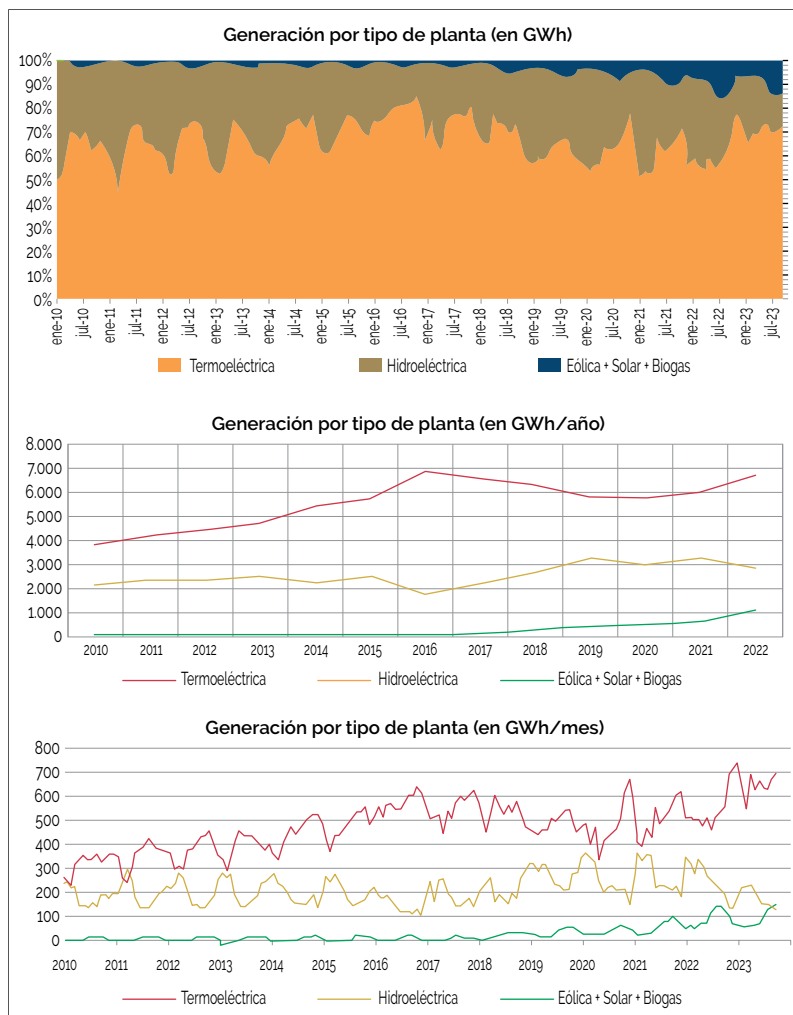
El gráfico 10 muestra varios datos ilustrados en tres secciones diferentes. Primero, aparece la generación anual (en GWh/año); luego, la generación mensual (en TWh/mes), clasificada por tipo de planta; y, finalmente, la participación porcentual. Esta última está clasificada en tres grupos: las tecnologías que utilizan combustibles fósiles (gas natural y diésel), las hidroeléctricas y las de energía eólica, solar y biomasa. En el caso de las energías dependientes de combustibles fósiles, la generación con diésel es hasta el año pasado depreciable; en el de las energías alternativas, las hidroeléctricas representan la mayor participación; mientras en el tercer grupo, sumando la generación eólica, solar y biomasa (impulsadas con más esfuerzo desde febrero de 2021), sus valores alcanzan una participación que fluctúa entre 3,5% y 16,1%, respecto al mercado eléctrico nacional. Para mejor entendimiento, ver el gráfico y la descripción que sigue líneas abajo.

Las termoelectricas, que han tenido mayor impulso desde antes del 2010, han cubierto en promedio un 75% de la generación desde junio de 2015 a noviembre de 2017, con un nivel mínimo del 62,3% y un pico máximo de 84,1%. Del 2018 al 2022, la generación termoelectrica ha reducido su participación a un promedio de 62,9%, con un 51,4% y 78,1% como mínimo y máximo, respectivamente, aunque en general el cupo de las termoelectricas se ha mantenido en porcentajes proporcionales al crecimiento de la demanda.

En el mismo ámbito de generación eléctrica comercial a partir de combustibles fósiles, la generación con diésel ha mostrado un descenso significativo, llegando a suprimirse en los últimos años, lo que refleja una mejora al reducirse los gastos de importación de este combustible. De octubre de 2011 a mayo de 2020, este tipo de producción de electricidad cubrió el 1% de la generación nacional, disminuyendo después gradualmente hasta que a 2024 su valor es de 0 MWh, según los registros del CNDC.

Gráfico 10

Generación de energía eléctrica en Bolivia y participación de las energías alternativas (en GW, por año y mes)



Fuente: elaboración propia con base en datos del CNDC.

Las centrales hidroeléctricas, por su lado, destacan como la fuente de energía alternativa que más electricidad genera, una constante que está presente incluso antes del 2010, aunque su participación se vio bastante reducida del 2015 al 2017, con una generación promedio de 22,7% y con un 14,2% y 35,8% como valores del mínimo y máximo registrados. En cuanto a su participación en el mercado eléctrico del 2018 al 2022, su valor promedio subió a 30,8%, teniendo un mínimo de 14,7% y un máximo de 44,9%.

La generación eólica y solar, a su vez, empezó con valores muy bajos en marzo de 2014 y febrero de 2018, respectivamente. La eólica tuvo un importante incremento desde septiembre de 2021 hasta inicios del 2023, con generaciones mensuales muy variables de 14 GWh a 57 GWh, que representaron del 1,6% a 6,5% de la energía generada, respectivamente, siendo el valor promedio de 3,8%. La solar aumentó hasta llegar a un promedio de 32 GWh/mes, que representa el 3,4% de la energía generada, valor que se mantuvo desde febrero de 2021 hasta inicios del 2023. Del análisis de los gráficos se puede destacar que la solar no ha tenido altas variaciones de generación mensual, a diferencia de la eólica, que en sus dos años de producción ha tenido altas variaciones, siendo el tercer trimestre de cada año la mejor temporada y el primer trimestre la temporada más baja.

Termoeléctrica

Las termoeléctricas impulsadas desde 2010 son el resultado de las decisiones del Gobierno central. Del 2010 al 2014 se instalaron 481,9 MW con termoeléctricas de gas y una ampliación de ciclo combinado (CC). Mediante el PEEPB-2025 se planificó la adición de 1.108 MW con termoeléctricas de gas y ciclo combinado, mientras que la ejecución a 2024 suma un total de 1.032,35 MW de potencia instalada. El 96,87% de esa energía desarrollada por ENDE Andina SAM (ver cuadro 8).

Cuadro 8

Potencia instalada en nuevas centrales termoeléctricas

Proyecto	Estado	Potencia en MW Plan 2025	Potencia instalada ejecutada a 2023	Financiador	Empresa ejecutora
El Alto-2	Concluido	32	32,35	BCB	ENDE Valle Hermoso
Entre Ríos	Concluido	48	360	ENDE Andina	ENDE Andina
Del Sur	Concluido	168	320	BCB	ENDE Andina
Warnes	Concluido	200	320	BCB ENDE Andina	ENDE Andina
Área Oriental		488	**		
Área Central		89	**		
Área Sur		83	**		
Total		1.108	1.032,35		

Fuente: elaboración propia con base en datos de ENDE y del PEEPB-2025.

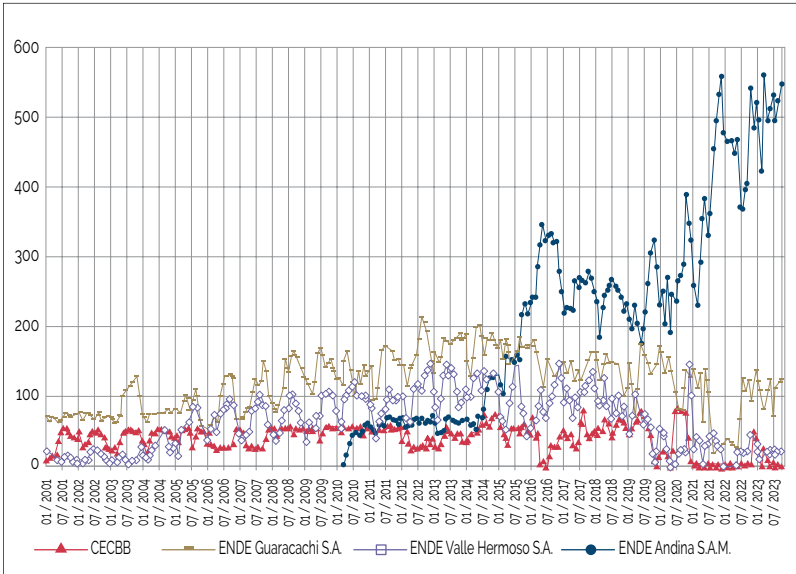
Todas las termoeléctricas ejecutadas de 2010 en adelante fueron financiadas por el Banco Central de Bolivia (BCB), además de recursos propios de cada operadora. En este sector destaca el ingreso de ENDE Andina, principal responsable del incremento de termoeléctricas, todas ellas concluidas y con ciclos combinados instalados a 2024.

De acuerdo con datos del CNDC, a julio de 2023 se observa un incremento en la generación de ENDE Andina, con lo que se asume que las plantas de ciclo combinado tienen mejor eficiencia y capacidad que las turbinas de gas. ENDE Guaracachi, por su lado, tuvo una reducción algo leve (con alguna indisponibilidad por trabajos de mantenimiento) desde agosto de 2021 hasta los primeros meses de 2022. ENDE Valle Hermoso reportó un descenso significativo del 71%, considerando que del 2008 al 2018 la generación promedio era de 1.170 MWh/año, mientras que entre 2020 y 2022 ese valor fue de 345 MWh/año. Otras

empresas generadoras como Chaco Energías S.A. (CECBB) y Cobee también registraron reducciones significativas.

Como aspecto final en el tema de generación con termoelectricas, Bolivia cuenta con 2.467,56 MW de potencia disponible al 2023, de los que 1.651,34 MW corresponden a plantas con ciclo combinado y 802,62 MW a plantas con turbina de gas (CNDC, 2023). Cuando existan demandas mayores de energía en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y si se realizan las modificaciones necesarias para aprovechar sus calores residuales, estas plantas con turbina a gas podrían convertirse en ciclo combinados, lo que mejorará la eficiencia del sistema sin incrementar el consumo de combustibles fósiles.

Gráfico 11
Generación mensual de empresas termoelectricas



Fuente: elaboración propia con base en datos del CNDC.

Hidroeléctrica

La planificación para las hidroeléctricas, en su momento, tenía altas expectativas para alcanzar un total de 7.151 MW. Ya en la ejecución, según la página oficial de ENDE, los proyectos de Misicuni y San José concluidos suman hasta la pasada gestión un total de 224 MW; mientras en estudio están los proyectos de Miguillas e Ivirizu, con 203 MW y 279,9 MW, respectivamente (cuadro 9). En el caso de las hidroeléctricas concluidas, se ha contado con el financiamiento multilateral del BID y del Banco de Desarrollo de América Latina (CAF), al que se sumaron los propios esfuerzos del BCB, ENDE y ENDE Corani.

El proyecto Miguillas, que ejecuta ENDE, consiste en dos hidroeléctricas (con un total de 203 MW) que se complementan con las unidades de generación instaladas en las aguas más altas del Valle de Zongo (Tiquimani, Zongo, Botijlaca, Cuticucho, Santa Rosa, Sainani, Chururaqui, Harca, Cahua, Huaji), todas administradas por la privada Cobee. Estas centrales hidroeléctricas están ubicadas en cascada a lo largo del valle y aprovechan el flujo descendente del agua para generar electricidad con menor impacto socioambiental, ya que no detienen el agua tanto como lo haría una hidroeléctrica grande con una represa.

Por otra parte, Ivirizu también consta de dos centrales hidroeléctricas (con un total de 279,9 MW). Este proyecto está ubicado en la provincia Carrasco de Cochabamba, al límite de un área protegida donde aún existe alta biodiversidad. En el análisis preliminar a los proyectos hidroeléctricos que desarrolla el Gobierno realizado por Fernández y Martínez (2020), Ivirizu es considerado por los autores como un proyecto recomendable, porque el área de inundación justifica la potencia a instalar y la energía que podría aportar al SIN.

Cuadro 9

Potencia instalada en nuevas centrales hidroeléctricas (en MW)

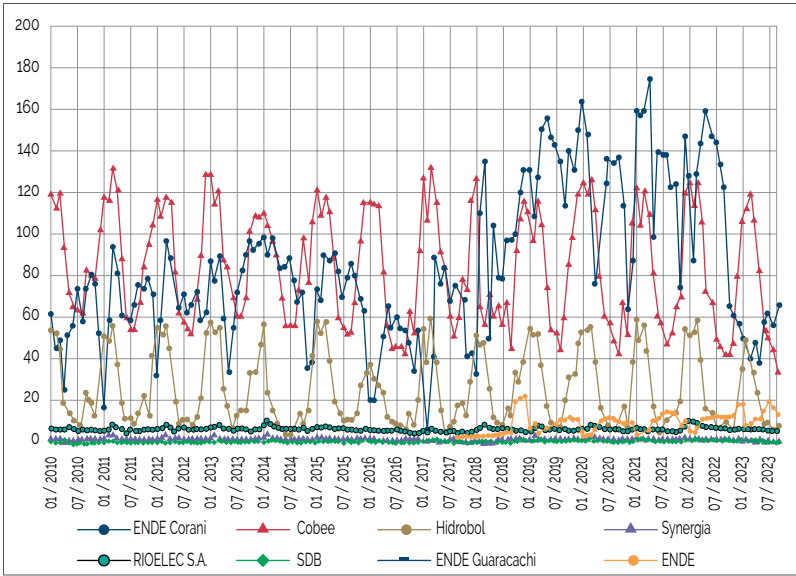
Proyecto	Estado	Potencia en MW Plan 2025	Potencia instalada en MW Estado actual	Financiador	Empresa ejecutora
Misicuni	Concluido	120	120	BID y ENDE	ENDE
San José	Concluido	120	124	BCB, CAF, ENDE y ENDE Corani	ENDE Corani
Miguillas	En ejecución	196	203	BCB	ENDE
Ivirizu	En ejecución	164	279,9	BCB	ENDE Valle Hermoso
Rositas	En estudio	400	*		
Carrizal	En estudio	347	*		
Icla	En estudio	102	*		
Margarita	En estudio	150	*		
Río Grande	En estudio	2.882	*		
Cachuela Esperanza	En estudio	990	*		
El Bala	En estudio	1.680	*		
Total		7.151	737,2		

Fuente: elaboración propia con base en datos del CNDC y ENDE.

Existen varias hidroeléctricas que aún están en estudio, lo cual es bastante normal considerando que las centrales hidroeléctricas tienen grandes desafíos para mitigar los impactos socioambientales. En 1984, Olade en cooperación con las empresas públicas eléctricas de Latinoamérica, incluyendo ENDE, estudió y estimó el potencial instalable de cada país en Sudamérica. El resultado indica que Bolivia tiene un potencial hidroeléctrico instalable de 39.857 MW, aunque –como se dijo antes– evaluar el impacto socioambiental es fundamental para

el desarrollo de estos proyectos. Este es el caso de la cuenca Río Madera, ubicada al noreste de Bolivia, que involucra ríos de alto interés con Brasil. Por ello, la cuenca está en proceso de estudio y consulta pública por medio de un proyecto denominado “Estudios de Inventario Hidroeléctrico Binacional, Bolivia-Brasil”, cuya primera fase (prefactibilidad) de un total de cuatro concluye que podría ser viable la construcción de una hidroeléctrica con una capacidad total de 3.750 MW, con áreas de inundación y población afectadas. Este proyecto incluye, además, la navegación entre ambos países a lo largo del Río Madera, aspecto que permitiría fortalecer el desarrollo de las comunidades de ese sector y su conexión con el vecino país.

Gráfico 12
Generación mensual de compañías hidroeléctricas (en MW)



Fuente: elaboración propia con base en datos del CNDC.

En el gráfico 12, que muestra la generación eléctrica con centrales hidroeléctricas, se observa que la estatal ENDE Corani y las privadas Cobee e Hidrobol son las hidroeléctricas que más aportan a la generación nacional. Todas las hidroeléctricas muestran sus variaciones y tendencias estacionales marcadas, debido a la disponibilidad de agua por las precipitaciones. Las privadas Cobee e Hidrobol mantuvieron sus tasas de generación, mientras que ENDE Corani incrementó su capacidad de generación por la adición de la central San José, al igual que ENDE con la nueva central en Misicuni.

Eólica

Con respecto al desarrollo de la energía eólica, el Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia estableció para el 2025 objetivos modestos en comparación con el amplio potencial eólico del país. Hasta 2024, se han completado proyectos eólicos que aportan una capacidad total de 156 MW y hay estudios en curso para proyectos adicionales que sumarían 78 MW, alcanzando así un total de 234 MW de capacidad instalada en energía eólica. La financiación de estos proyectos se efectuó mediante una colaboración entre el Gobierno boliviano, ENDE Corani y varios organismos internacionales de cooperación como Danida Business Finance (DBF) y la Agencia Francesa de Desarrollo (AFD), entre otras agencias de cooperación que para lograr el desarrollo de cada uno de estos proyectos facilitaron la asistencia de expertos en calidad de apoyo técnico (ver cuadro 10).

Cuadro 10

Potencia instalada en nuevas centrales eólicas (en MW)

Proyecto	Tipo	Estado	Potencia en MW Plan 2025	Potencia instalada en MW Estado actual	Financiad or	Empresa ejecutora
Warnes 1	Eólica	Concluido	50	14,4	BCB y DBF	ENDE Corani
Warnes 2	Eólica	Concluido		21	BCB, AFD y Ende	ENDE Corani
San Julián	Eólica	Concluido		39,6	BCB y DBF	ENDE Corani
El Dorado	Eólica	Concluido		54	BCB y DBF	ENDE Corani
Qollpana 1 y 2	Eólica	Concluido	3	27	Finpro y ENDE Corani	ENDE Corani
Qollpana 3	Eólica	En estudio		54		ENDE Corani
La Ventolera	Eólica	En estudio		24	AFD	ENDE Corani

Fuente: elaboración propia con base en datos del CNDC, ENDE Corani y ENDE.

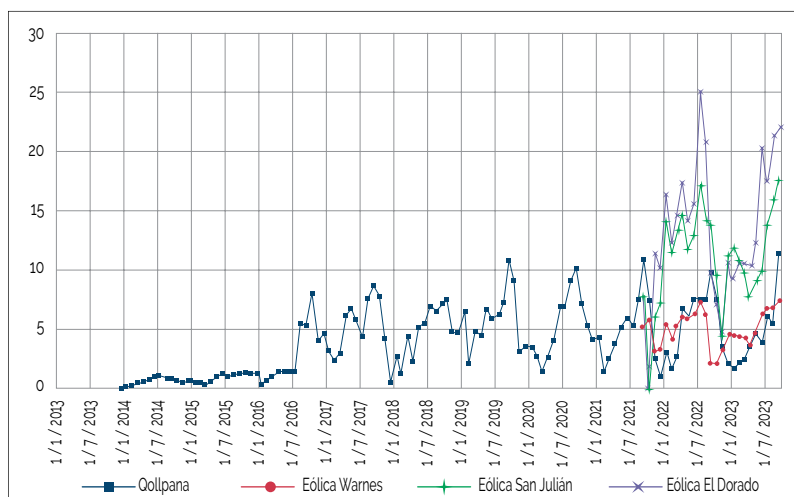
En 2021, el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, ENDE y la Sociedad Alemana de Cooperación Internacional (GIZ, por sus siglas en alemán) presentaron un atlas eólico y solar que tiene el propósito de incentivar las instalaciones eólicas y solares en domicilios e industrias. Se trata de mapas que también pueden ser visualizados con una aplicación llamada INTiVITU, informaron las autoridades durante la presentación del atlas. La información destaca que Santa Cruz tiene el mejor potencial eólico en cuanto a velocidad del viento y densidad del aire a 100 metros de altura⁵.

El gráfico 13 muestra la generación de las centrales eólicas instaladas a 2023. Se observan variaciones estacionales, como descensos bastante bajos durante los primeros meses de cada año y generaciones altas en los últimos meses.

5 El mapa puede ser descargado de la página web de la Biblioteca Virtual de la Cooperación Alemana en Bolivia (bivica.org).

Gráfico 13

Generación mensual de centrales eólicas - ENDE Corani (en MW)



Fuente: elaboración propia con base en datos del CNDC.

Solar

Al igual que las plantas eólicas, las plantas solares han tenido mucho más desarrollo que el planificado desde 2014. En algunos sistemas aislados, los proyectos han sido ejecutados por operadores locales como ENDE del Beni o la Cooperativa Rural de Electrificación (CRE), pero las centrales con mayor potencia, en especial las que participan en el Sistema Interconectado Nacional, han sido ejecutadas por ENDE Guaracachi o por ENDE, que luego las transfiere a la subsidiaria. El BID ha financiado las centrales pequeñas, que son sistemas híbridos (solar más diésel) ideales para atender a comunidades alejadas del SIN. Las centrales fotovoltaicas de mayor potencia han sido financiadas por las agencias de cooperación de Dinamarca (DBF) y de Francia (AFD), incluyendo el BCB y los recursos propios de ENDE (cuadro 11).

Cuadro 11

Potencia instalada en nuevas centrales solares (en MW)

Proyecto	Estado	Potencia en MW Plan 2025	Potencia instalada en MW Estado actual	Financiador	Empresa ejecutora
Cobija	Concluido	*	5,2	DBF y recursos propios	ENDE Guaracachi
El Espino	Concluido		0,06	BID, Gobierno central y departamental	CRE
Puerto Villazón	Concluido		0,156	BID	ENDE del Beni
El Remanso	Concluido		0,167	BID	ENDE del Beni
El Sena	Concluido		0,426	DBF, ENDE, ENDE Guaracachi	ENDE
Yunchará	Concluido		5	BCB	ENDE Guaracachi
Planta Oruro	Concluido	20	50	AFD, BCB y UE	ENDE Guaracachi
Planta Oruro Fase II	Concluido	*	50	AFD, BCB y UE	ENDE Guaracachi
Planta Uyuni	Concluido	*	60	ENDE	ENDE Guaracachi

Fuente: elaboración propia con base en datos de ENDE y ENDE Guaracachi.

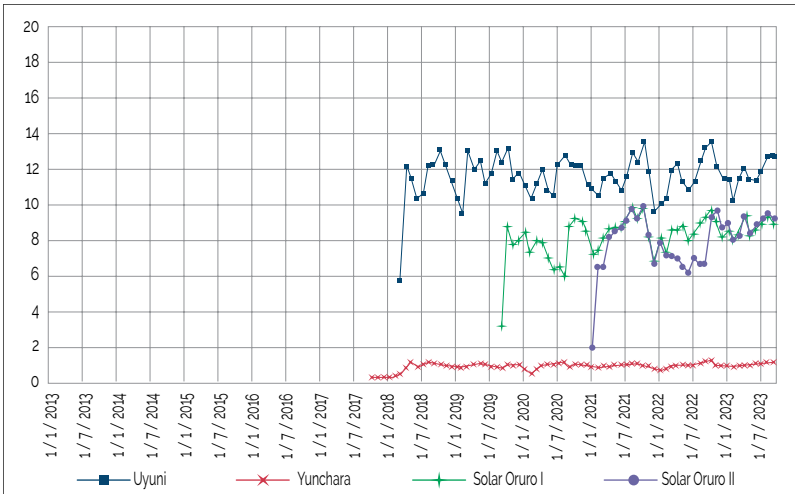
Así como las cartas eólicas, el atlas solar está disponible en la web de la GIZ, recomendándose su uso como guía referencial para conocer la irradiancia solar de cada lugar. De acuerdo con el mapa, en Oruro, Potosí y parte de La Paz existen altos valores de irradiancia solar que, junto a las bajas temperaturas de la zona, ofrecen atractivas condiciones para que se aproveche la energía solar con mayor eficiencia.

La generación solar ha tenido menos variaciones estacionales comparada con otras energías alternativas en Bolivia. Como se observa en el gráfico 14, desde marzo de 2018, la generación solar ha logrado ingresar importantes cantidades de energía

eléctrica al SIN, valores que se incrementaron en septiembre de 2020 y enero de 2021, gracias a las nuevas plantas instaladas.

Gráfico 14

Generación mensual de centrales fotovoltaicas solares - ENDE Guaracachi (en MW)



Fuente: elaboración propia con base en datos del CNDC.

Biomasa

Los proyectos de biomasa igualmente fueron parte de la cartera de proyectos del PEEPB-2025. Su ejecución comenzó en septiembre de 2016, con el inicio de operaciones del ingenio de la Empresa Azucarera San Buenaventura (Easba) y con ENDE Guaracachi como operador. Por su parte, en el sector privado, Guabirá incursionó en la generación eléctrica en octubre de 2007, seguida por la Unión Agroindustrial de Cañeros (Unagro) en septiembre de 2014 y Aguaí en julio de 2019, participación que se amplió con otro módulo desde diciembre de 2021.

Cuadro 12

Potencia instalada en nuevas centrales termoeléctricas con biomasa

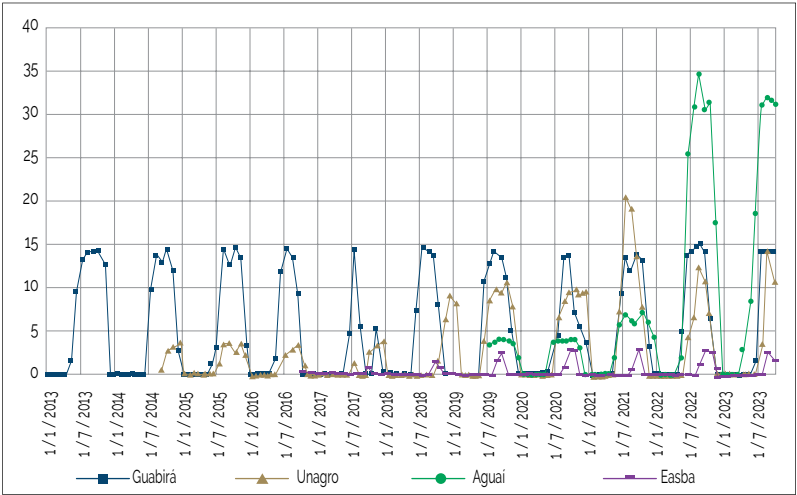
Proyecto	Estado	Potencia en MW Plan 2025	Potencia instalada en MW Estado actual	Financiador	Empresa ejecutora
Easba	Concluido	10	5	BCB	Easba-ENDE Guaracachi
Unagro	Concluido	n/a	35	Privado	Unagro
Aguai	Concluido	n/a	59,72	Privado	Aguai
Guabirá	Concluido	n/a	26	Privado	IAG

n/a: no aplica, porque al ser una empresa privada no está en el plan estatal 2025.

Fuente: elaboración propia con base en datos del CNDC, ENDE, Guabirá (guabira.com) y el Ingenio Sucroalcoholero Aguai (aguai.com).

Gráfico 15

Generación mensual de empresas termoeléctricas con biomasa (en MW)



Fuente: elaboración propia con base en datos del CNDC y ENDE.

En el caso de Bolivia, tanto el sector privado como la empresa pública utilizan el bagazo de la caña de azúcar para generar

electricidad a través de turbinas de vapor de agua, por lo que ese proceso depende de la temporada de cosecha, es decir, del período de recepción de caña en los ingenios. Esto normalmente ocurre entre mayo y noviembre (Herrera y Gutiérrez, 2021), temporada en la que sus termoeléctricas entran en operación.

Geotermia

La geotermia probablemente es la fuente de energía alternativa que más veces se ha intentado implementar en Bolivia, aunque hasta la fecha no se ha logrado concretar con éxito. A lo largo de la cordillera de los Andes existe actividad volcánica que calienta los depósitos confinados de agua subterránea profunda, conocidos como reservorios geotérmicos. Resumiendo a Bona y Coviello (2016), en la década de los setenta se realizaron trabajos de exploración superficial en varias manifestaciones termales y se intensificó la prospección sobre tres campos que podrían tener recursos geotérmicos con el potencial de generar energía eléctrica.

El proyecto geotérmico más impulsado es el de Laguna Colorada (PGLC-campo Sol de Mañana), donde después de varias campañas de exploración geocientífica se perforaron seis pozos exploratorios profundos, de los que cuatro resultaron productores, uno inyector y otro marginal (con insuficiente presión y caudal para producir electricidad a escala comercial). Los trabajos de exploración superficial (evidencias indirectas) y las mediciones en pozos geotérmicos (evidencia medida) permitieron delimitar el campo Sol de Mañana y certificar que este recurso podría ser apto para instalar una planta de 100 MW, lo que fue evaluado para un período de 30 años. Los expertos buscan asegurar el comportamiento del recurso, por lo que recomendaron el desarrollo en dos etapas, instalando 50 MW en cada una de ellas.

En tres gestiones diferentes, el PGLC ha sido impulsado con mayor fuerza que en la actualidad. Como breve referencia se puede indicar que las gestiones más relevantes de cooperación internacional para comprobar la disponibilidad del recurso geotérmico y financiamiento se dieron en 1993 (ENEL), 1997 (CFE) y 2014 (JICA). El desarrollo de este proyecto geotérmico de 100 MW está incluido en el PEEPB-2025. Se formalizó en julio de 2014 con el contrato de préstamo (BV-P5) fase 1 y en marzo de 2017 con el contrato (BV-P6) fase 2 (JICA, s.f.).

Fotografía 1

Imagen satelital de Planta Binaria - Proyecto Geotérmico
Laguna Colorada



Fuente: Google Earth (septiembre de 2024).

Posteriormente, ENDE decidió ejecutar una planta piloto de 5 MW financiada por el BCB⁶. La construcción de la planta geotérmica Organic Rankine Cycle-ORC (ver fotografía 1)

6 Carlos Jorquera (3 de marzo de 2022), "Avanza construcción de primera planta geotérmica de Bolivia", *Piensa en Geotermia*. <https://www.piensageotermia.com/avanza-construccion-de-primera-planta-geotermica-de-bolivia/>

aparentemente fue concluida el 2022; sin embargo, falta la instalación de la línea de alta tensión, que de ser terminada y conectada al SIN o a algún sistema aislado permitiría a la planta geotérmica generar aproximadamente 39,4 GWh/año o 3,3 GWh/mes de energía eléctrica. Aunque esta planta piloto de 5 MW no tuvo evaluaciones económicas a detalle que permitan validar su retorno de inversión, el proyecto se justificó indicando que serviría para validar el recurso geotérmico y su operación.

Aunque persisten las dudas sobre la factibilidad económica de este proyecto debido a su alto costo de inversión inicial, su viabilidad técnica y económica ha sido evaluada como positiva. Las evaluaciones hechas por y JICA en 2015 consideraron los precios de mercado y supusieron que los consumidores principales serían San Cristóbal y el desarrollo del litio de Uyuni; no obstante, el mercado eléctrico de la zona es más atractivo de lo que parece. Por una parte, está la exportación al mercado eléctrico chileno y/o argentino, cuyas fronteras son muy cercanas al proyecto; y, por otra parte, está la demanda eléctrica de los sectores industrial, agrícola y minero, que además deben reducir su consumo de diésel. Asimismo, el Gobierno debe impulsar las actividades económicas en estos sectores, para impulsar el movimiento económico que demanda el país. Cabe resaltar que una planta de 100 MW con factor de planta del 85% podría entregar 745 GWh/año, lo que aproximadamente representa el 7% de la generación bruta total que demanda todo el SIN (al 2022). Estas ventajas de la geotermia, considerada energía de alta disponibilidad, segura, estable y respetuosa con el medio ambiente, es atractiva para cualquier gran industria, más aún para aquellas actividades económicas que disponen sus acciones en mercados bursátiles o ESG (ver capítulo “Implementación de la transición energética en las empresas”).

Otro proyecto con avance en exploración geocientífica está en el campo conocido como Empexa, ubicado cerca del salar de Uyuni (lado sudoeste). Aunque la información de este proyecto es más limitada (confidencial), ENDE en su *Memoria anual 2022* mencionó que está en evaluación la instalación de una planta geotérmica de 20 MW (obviamente, después de profundizar la exploración y mediciones al recurso).

El cuadro 13 resume el estado actual de los proyectos geotérmicos.

Cuadro 13

Centrales geotérmicas en evaluación (en MW)

Proyecto	Tipo	Estado	Potencia en MW Plan 2025	Potencia instalada en MW Estado actual	Financiador	Empresa ejecutora
Piloto Laguna Colorada	Geotérmica	En ejecución		5	BCB	ENDE
Laguna Colorada	Geotérmica	En evaluación	100	50 x 2	JICA - ENDE	ENDE
Empexa	Geotérmica	En evaluación		20		ENDE

Fuente: elaboración propia con base en datos de ENDE.

Generación distribuida

La generación distribuida en Bolivia está diseñada para impulsar la inversión de privados (doméstico, comercial o industrial) en la generación eléctrica con sistemas solares fotovoltaicos a escalas pequeñas clasificadas como nanogeneración (10 kW), microgeneración (10 a 50 kW), minigeneración (50 a 500 kW) y macrogeneración (mayor a 500 kW).

Las empresas instaladoras, al igual que los propietarios de los generadores fotovoltaicos, deben cumplir con formalidades de registro y permisos de la Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) y de la operadora de la red

eléctrica del lugar. Para brindar información sobre el desarrollo de estas implementaciones en el país, la AETN ha elaborado la plataforma <https://gendis2.aetn.gob.bo/gd>. De acuerdo con esta página, a 2024 existen 23 empresas instaladoras y 99 generadores, ubicadas en su mayoría en las ciudades más pobladas: La Paz, Santa Cruz y Cochabamba. Aún sin implementaciones en los departamentos de Potosí y Pando.

Cabe resaltar que la generación privada es remunerada según los precios de nodo que compra la operadora de red eléctrica, diferenciando sus tarifas de acuerdo con el bloque horario y el tipo de sistema en el que esté conectado el generador, pudiendo ser Sistema Interconectado Nacional (A), sistema aislado diésel (B) o sistema aislado gas natural (C). El sistema A es conveniente para autoproductores que tienen elevadas cantidades de consumo eléctrico, mientras el sistema B es más amplio y competitivo para áreas rurales. Sin embargo, es ampliamente recomendable consultar a las empresas instaladoras sobre la viabilidad técnica económica, considerando la parte normativa y los precios existentes propios del mercado eléctrico.

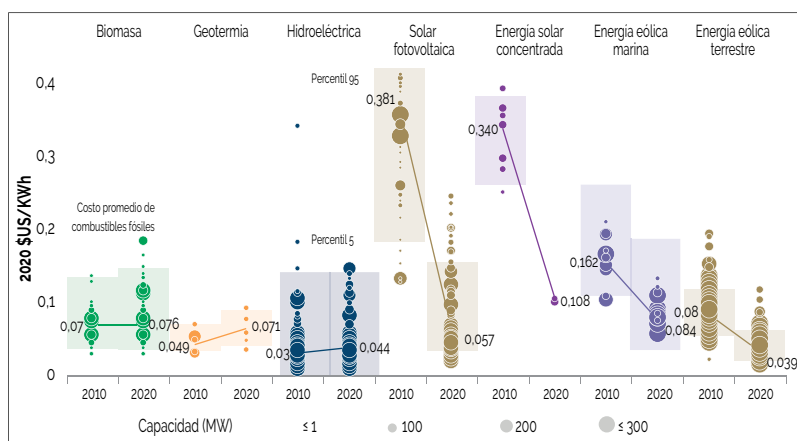
Costos referenciales de generación de energía eléctrica

Durante el siglo XX, la generación de electricidad estuvo mayormente dominada por el uso de combustibles fósiles, estando así las energías alternativas relegadas a un papel secundario, principalmente a la generación de electricidad para zonas remotas o alejadas de los centros urbanos. Esta situación reflejaba la abundancia y la economía de escala que ofrecían los combustibles fósiles, lo que limitaba el desarrollo tecnológico de las fuentes de energía renovable de la época. Las energías alternativas, aunque reconocidas por su potencial sostenible, enfrentaron en el siglo pasado desafíos significativos en términos de costos, almacenamiento de energía, capacidad de generación a gran escala, falta de presencia en el mercado eléctrico y falta de personal formado en el área, entre otros. Las crisis energéticas y la falta de acceso a la electricidad universal (zonas remotas) fueron los principales factores que desde 1970 se evaluaron para limitar la dependencia global de los combustibles fósiles. Desde entonces, las energías alternativas recibieron mayores inversiones

en investigación y desarrollo, lo que dio inicio a la transición energética, especialmente en los países más desarrollados.

El cambio climático se ha convertido hoy en un factor de riesgo muy grande, hecho que demanda de la colaboración tanto de países desarrollados como de los países en desarrollo y emergentes, así como del sector privado. Este fenómeno también ha impulsado el crecimiento de las inversiones en investigación y desarrollo con energías alternativas, con el objetivo de reducir costos y mejorar la factibilidad de cada proyecto.

Figura 1
LCOE por tecnología de generación



Fuente: IRENA, 2021a.

La figura 1 presenta la evolución de Costos Nivelados de Energía (LCOE) y compara los precios LCOE del 2010 con los precios del 2020, que además incluyen deflatores económicos para tomar en cuenta la inflación (si corresponde), según indican los autores (IRENA, 2021a). Cabe resaltar que el LCOE incluye el costo de inversión de capital de construcción del proyecto,

precio del combustible (si aplica), costos operativos y de mantenimiento, tiempo de vida y factor de planta, así como los costos de desmantelamiento. En otras palabras, el LCOE equivale al precio promedio al que se debe vender la electricidad que genera la planta para que la misma sea rentable, suponiendo un precio constante durante la vida útil del proyecto. Por tanto, si el LCOE es inferior al precio de la electricidad que la planta puede ofrecer, el proyecto potencialmente puede generar ganancias; por el contrario, si el LCOE es superior al precio de la electricidad, es probable que el proyecto no sea rentable.

Los valores LCOE presentados en la figura 1 los obtuvo IRENA de decenas de miles de proyectos instalados y en operación alrededor del mundo. Las líneas gruesas parten del valor LCOE promedio ponderado; el diámetro de cada burbuja representa el tamaño del proyecto, con su centro en el valor del costo de cada proyecto al eje de ordenadas; la banda gris representa el rango LCOE de costos de generación de energía alimentada por combustibles fósiles; mientras que las bandas de color para cada tecnología y año representan las bandas de percentiles 5% y 95% para las energías renovables (ver también el anexo 3).

La figura 1 hace evidente cómo a nivel global los costos de energía LCOE mejoraron la competitividad de la generación eléctrica con tecnología solar y eólica (reducción significativa en los costos de generación) debido a las tecnologías nuevas e incremento de participantes en el sector. Por otra parte, también se debe observar que los costos de generación con geotermia e hidroeléctricas han sido bajos desde hace varios años atrás. Estas referencias en costos van eliminando los mitos en los que se consideran inaccesibles económicamente a las energías renovables.

En Bolivia, el precio de nodo promedio entre noviembre de 2023 y abril de 2024 fue de aproximadamente 0,018 \$US/

kWh (Resolución AETN-642). En conformidad con el Decreto Supremo 4808, la AETN emite una resolución para fijar el precio de generación para cada proyecto de energía alternativa. En el cuadro 14 se muestran los precios de generación, los precios de nodo correspondientes para la ubicación y los valores del factor de adaptabilidad para cada proyecto.

Aunque los precios de generación para estas centrales de energías alternativas son valuales para el retorno de su inversión, parecen ser absorbidos por el factor de adaptabilidad y en realidad se desconoce si son pagados con subvenciones del Estado o cubiertos por las mismas generadoras (operadas por empresas públicas).

Cuadro 14
Referencias económicas de centrales eléctricas de fuentes alternativas (de noviembre de 2023 a abril de 2024)

Proyecto	Nodo	Precio de nodo de energía ponderado (\$US/kWh)	Precio de generación (\$US/kWh)	Factor de adaptabilidad
Parque Eólico Qollpana Fase II	QOL-115	0,0177	0,0595	3,36
Planta Solar Yunchará - Tarija	TAJ-115	0,0179	0,1102	6,15
Planta Solar Uyuni - Potosí	UYU-230	0,0183	0,0642	3,5
Planta Solar Fotovoltaica Oruro	VIN-115	0,0182	0,0592	3,26
Planta Solar Fotovoltaica Oruro - Etapa II	VIN-115	0,0182	0,057	3,14
Parque Eólico Warnes	WAR-115	0,0174	0,088	5,07
Parque Eólico San Julián	SJU-115	0,0175	0,0644	3,69
Parque Eólico	BRE-115	0,0175	0,0627	3,59

Moneda modificada de Bs a \$US.

Fuente: AETN R-0642.

Por otra parte, el costo marginal promedio en nodo reportado por el CNDC en la gestión 2023 es de 0,01677 \$US/kWh (equivalente a 16,77 \$US/MWh), valor que es probablemente el más bajo de la región. Sin embargo, aunque los precios de generación en Bolivia son bajos, las tarifas para el consumidor final son similares a las tarifas de países vecinos que además tienen inversión y administración privada, lo cual debería ser revisado para encontrar posibles fugas económicas, gastos administrativos o sistemas ineficientes que hacen que existan subsidios que no representan un bajo costo para el consumidor final.

Políticas y leyes para la transición energética

Existen varios incentivos que están aplicando los gobiernos de diferentes países para el desarrollo e implementación de la transición energética, los cuales demuestran el compromiso estatal hacia la ampliación de la infraestructura energética limpia. En nuestro caso, Bolivia tiene la necesidad de optimizar sus leyes y políticas para fomentar eficazmente el desarrollo de las energías renovables. Aunque el país ha mostrado algunas iniciativas, como las inversiones públicas en infraestructura energética con cooperación extranjera, aún no se concreta plenamente la implementación de políticas clave, como las tarifas de alimentación, los bonos de carbono y las subastas de acuerdos de compra de energía (PPA). La transición energética no solo depende de la adopción de nuevas tecnologías, sino también de la creación de un entorno regulatorio que incentive adecuadamente la inversión privada y la innovación. El cuadro 15, de elaboración propia con base en el documento “Políticas de atracción de inversiones para el financiamiento de la energía limpia en América Latina” (de Podestá *et al.*, 2022 y publicado por la CEPAL) presenta los incentivos más aplicados, su descripción y ventajas, desventajas y riesgos para su implementación, y algunos casos de éxito en países vecinos de Bolivia y países pobres.

Cuadro 15
Incentivos económicos para energías renovables

Incentivo	Descripción y ventajas	Desventajas y riesgos	Casos de éxito en países en desarrollo
Inversión pública directa	Políticas directamente destinadas a ampliar la capacidad de generación de energía renovable desde el sector público.	Riesgo de ineficiencia en la asignación de recursos. Dependencia de fondos públicos limitados y endeudamiento.	En Argentina, el programa RenovAr, mediante subastas PPA, tiene 2.600 contratos registrados por más de 3 millones de MWh. Para estos proyectos se aseguraron contratos a largo plazo con garantías y con precios competitivos y estables. En cuanto a la inversión pública directa, el Gobierno planea expandir 11.800 km de líneas de transmisión, mejorando el acceso a la red para los productores de energías renovables. Ofrece, además, prioridad de despacho y exenciones impositivas sobre las importaciones de equipos para energías renovables, lo que sumado a los demás incentivos permite al mercado Mater ofertar a grandes consumidores (empresas) la compra de energía renovable a precios un 25% más bajos que las tarifas del mercado MEM, brindando una alternativa más económica y sostenible. (1)
	Tarifa: contratos que remuneran la venta de electricidad a un precio fijo garantizado, generalmente superior al del mercado.		
Tarifa y/o prima de alimentación		Riesgo de sobrecompensación. Puede ocasionar distorsiones en el mercado energético.	De igual forma, Chile y Brasil ya han desarrollado y actualizado sus políticas energéticas con varios incentivos. Entre los casos de éxito más notables está Chile, donde en 2021 se llevaron a cabo subastas por 2.310 GWh/año de energía, recibiendo ofertas por 18.820 GWh/año (ocho veces la cantidad solicitada). Cinco empresas resultaron ganadoras, pactando un precio promedio de 23,78 \$US/MWh. Estos proyectos incluyen cuatro plantas solares fotovoltaicas (PV) y un parque eólico. Los proyectos solares ubicados en la árida región del norte de Chile aprovechan las excepcionales condiciones del desierto para la generación de energía. (2)
	Prima: pago de un premio por encima del precio de mercado a los productores de energía renovable.		
Subasta PPA	Licitaciones públicas para contratos de compra de energía a largo plazo, lo que promueve la competencia y precios justos.	El proceso puede ser complejo y propenso a la especulación.	Brasil es un líder en subastas PPA para energía renovable, especialmente en proyectos solares y eólicos, y logró que al 2023 existan 190,79 GW de potencia instalada, de la cual el 83,44% proviene de energías alternativas. (3) Paraguay también tiene un importante avance con su Ley 6977 de 2023 y Decreto 1168 de 2024, que abren oportunidades a la generación a gran escala y a la autoproducción, facilitando la inversión a través de contratos de compra de energía de hasta 15 años. (4)

Incentivo	Descripción y ventajas	Desventajas y riesgos	Casos de éxito en países en desarrollo
Preferencia de red	Priorización del despacho de energías renovables en la red eléctrica para promover su uso sobre fuentes más contaminantes.	Puede requerir ajustes significativos en la gestión de la red eléctrica.	Perú fue el cuarto país sudamericano en aplicar las subastas PPA. Desde el 2008 lograron \$US 3501.4 millones en inversión extranjera y tienen planificado \$US 5.114 millones para desarrollar 3163,5 MW repartidos en 31 centrales eléctricas. Otro aspecto a destacar es el elevado interés en continuar instalando minihidroeléctricas y plantas solares para ampliar la red en zonas rurales. (5)
Beneficios tributarios	Exenciones fiscales, créditos, impuestos, aranceles y otros.	Potencial reducción de la recaudación fiscal.	Países pobres con desigualdades en el acceso a la energía eléctrica, como Bangladesh, Kenia, Nepal y otros similares, igualmente han implementado varios incentivos como PPA y FIT (tarifa regulada de electricidad) para instalar centrales eléctricas en zonas rurales, lo cual demuestra la importancia de estos incentivos para mejorar el acceso y las tarifas eléctricas.
Subsidios, fondos y/o préstamos	Apoyos financieros directos para reducir costos de capital, adquiridos de programas de gobierno, cooperación o donación, o créditos a bajo interés.	Riesgo de dependencia prolongada y uso ineficiente de recursos. Puede incentivar proyectos de baja calidad sin una evaluación adecuada.	
Garantías	Asegura la compra de la energía producida, protección a la inversión.	Posibles distorsiones en el mercado energético.	

Incentivo	Descripción y ventajas	Desventajas y riesgos	Casos de éxito en países en desarrollo
Bonos o mercado de carbono	Permite financiar proyectos de energía renovable mediante la venta de créditos de carbono, incentivando la reducción de emisiones.	Requiere un marco regulatorio sólido y puede ser complejo de administrar.	En América Latina, casi todos los países están implementando Instrumentos de fijación de Precios de Carbono (IPC) para alinearse con sus contribuciones al cambio climático (NDC), usando los mercados de carbono como vía para generar incentivos económicos y atraer inversión en proyectos sostenibles. En Mercados Voluntarios (MVC), Latinoamérica es el segundo mayor emisor de bonos de carbono del mundo, que en su mayoría fueron proyectos REDD+ y energías renovables. (6)
Certificados verdes	Certificados que verifican que cierta cantidad de electricidad ha sido generada a partir de fuentes renovables y que son comerciables en mercados financieros.	Pueden ser costosos de administrar y requerir sistemas complejos de seguimiento.	Además de fomentar la compra de electricidad de fuentes de energías renovables, también ha permitido generar importantes ingresos a los países vecinos entre los que podemos mencionar: Argentina (\$US 2,8 millones), Brasil (\$US 31,9 millones), Chile (\$US 43,2 millones), Paraguay (\$US 300 millones) y Perú (\$US 6,5 millones). (7)
Flujo bidireccional	Permite a los consumidores generar su propia energía y vender el exceso a la red, optimizando el uso de recursos energéticos renovables.	Requiere infraestructura de red avanzada y puede enfrentar resistencia de empresas eléctricas tradicionales.	En el caso de Paraguay, este país permite a los autoprodutores generar su propia energía hasta 1 MW con el objetivo de asegurar la independencia energética del país al fomentar que el 100% de la electricidad provenga de fuentes renovables (4). Paraguay, Uruguay y Brasil también han ampliado bastante su cobertura eléctrica al incluir a los autogeneradores a sus redes (ver cuadro 16).

Incentivo	Descripción y ventajas	Desventajas y riesgos	Casos de éxito en países en desarrollo
Implementación de tecnologías	Introducción de tecnologías avanzadas para mejorar la eficiencia y la capacidad de las energías renovables.	Alto costo inicial y necesidad de capacitación técnica.	
Educación	Programas de formación y concienciación sobre las ventajas y la implementación de energías renovables.	Requiere inversión continua y actualización de contenidos.	Consideramos que la publicación de patentes oficiales es un indicador que relaciona el resultado de estos incentivos. En este caso, de acuerdo con datos de la plataforma INSPIRE de IRENA, las patentes oficialmente registradas son: 2.767 de Argentina, 24.913 de Brasil, 2.903 de Chile y 818 de Perú; Bolivia y Paraguay no tienen patentes registradas. (8)
Investigación y desarrollo	Inversión en investigación para mejorar tecnologías de energías renovables y su integración en el mercado.	Alto costo y retorno a largo plazo.	

Fuente: elaboración propia a partir de los incentivos mencionados por Podestá *et al.*, 2022 y en otras fuentes⁷.

7 (1) Gonzalo Santamaría (8 de diciembre de 2023), “Argentina: Renewables and Energy Transition – Policy and Latest Developments”. LatinLawyer. <https://latinlawyer.com/insight/renewables-and-energy-transition-hub/2023/article/argentina-renewables-and-energy-transition-policy-and-latest-developments>; (2) Comisión Nacional de Energía de Chile (7 de septiembre de 2021), “Gobierno y empresas logran precio promedio de \$US 23,78 por MWh con energías renovables y almacenamiento”. CNE. <https://www.cne.cl/prensa/prensa-2021/09-septiembre-2021/gobierno-y-empresas-logran-precio-promedio-de-2378-usd-mwh-con-energias-renovables-y-almacenamiento/>; (3) Agencia Nacional de Energía Eléctrica de Brasil (7 de marzo de 2023), “Brasil supera los 190 GW en capacidad de generación eléctrica”. Ministerio de Minas y Energía. <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2023/brasil-ultrapassa-os-190-gw-em-capacidade-de-geracao-de-energia-eletrica>; (4) Ley 2023 y Decreto Supremo 2024; (5) Agencia de Promoción de la Inversión Privada de Perú, 2024; (6) Sullivan *et al.*, 2021; (7) Dagnino *et al.*, 2023; (8) IRENA, 2022b.

Políticas y leyes promulgadas en Bolivia para la transición energética

Las leyes y normativas en el mercado eléctrico de un país en desarrollo son esenciales para promover el desarrollo económico, proteger a los consumidores, garantizar la seguridad y calidad del suministro, promover la competencia, proteger el medio ambiente y garantizar la transparencia y rendición de cuentas en la industria eléctrica.

La figura 2 resume los hitos más importantes en el entorno legislativo y normativo del mercado eléctrico en Bolivia que se relacionan con las energías alternativas. La Ley de Electricidad más reciente es la Ley 1604 publicada el 21 de diciembre de 1994. Tras esa ley, se promulgaron decretos, reglamentos y resoluciones para normar precios, tarifas, concesiones y condiciones de operación, entre varios otros. En marzo de 2001, los reglamentos de la Ley 1604 fueron modificados mediante el Decreto Supremo 26093, que estableció el Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico (ROME). A diciembre de 2003, con el Decreto Supremo 27302 se establecieron medidas para estabilizar las tarifas de electricidad y atenuar las variaciones de un mercado que en ese entonces tenía mayoría de empresas privadas en la generación y distribución. Probablemente fue el 2012 que mediante la Resolución AE-226 se promulgó la primera normativa a favor de las hidroeléctricas, con la que se ampliaron los períodos para potencia firme. El 2009, con la nueva Constitución Política del Estado (CPE), se definió que todos los proyectos eléctricos conectados al SIN son competencia exclusiva del Gobierno central, en tanto que los proyectos de sistemas aislados pueden ser desarrollados por los gobiernos departamentales y municipales, en especial por aquellos relacionados con la seguridad alimentaria.

La primera ley que en teoría favoreció a las energías alternativas y al uso eficiente de la energía es la Ley 300 Marco de la

Madre Tierra y Desarrollo Integral para Vivir Bien, promulgada en octubre de 2012 para promover las energías renovables y los hábitos de consumo sustentables, además de implementar tecnologías y prácticas modernas, entre otros. El 2014 se publicó el *Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia* (PEEPB) 2025, documento que proyectó el desarrollo del mercado de oferta eléctrica para los próximos diez años (descrito en el capítulo “Dinámica de la energía eléctrica en Bolivia”), del cual podemos destacar que el incremento en la demanda interna sería de 2.114 MW, considerando que el consumo anual de energía eléctrica per cápita se duplicaría. Posteriormente, se aprobó el Decreto Supremo 2048, que establece la remuneración para la generación eléctrica con energías alternativas de acuerdo con un valor de adaptabilidad que se aplicará al precio nodo de energía. El Gobierno actual también publicó el 2021 su Plan de Desarrollo Económico Social (PDES) 2021-2025, aprobado mediante la Ley 1407. En este documento se destaca la meta 4.3, que consiste en incrementar de 37% en 2020 a 75% en 2025 la participación de energías renovables a nivel nacional.

En tanto a los reglamentos e incentivos operativos, la AETN publicó algunas resoluciones que incluyen a energías renovables. La Resolución AETN N° 356/2023, por ejemplo, contempla la ampliación de las condiciones de operación para lograr un sistema más flexible. En este sistema los operadores de centrales eléctricas con energías renovables deben informar sus pronósticos de generación basados en pronósticos meteorológicos de forma semanal y diaria para la respectiva programación por parte del CNDC. Asimismo, la normativa “Programación de la Operación” tiene como objetivo principal la programación óptima de la operación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) para abastecer la demanda con el nivel de desempeño mínimo establecido y al costo mínimo total. Esto es aplicable hasta que

la proporción de energía renovable intermitente sea significativa en el mercado eléctrico boliviano.

Figura 2
Resumen de las leyes y normativas más importantes que impulsan las energías renovables en Bolivia

1994-1999	2000-2009	2010-2019	2020-2024
<ul style="list-style-type: none">▶ Ley 1551 de Participación Popular▶ Ley 1604 de Electricidad▶ D.S. 24043 Varios Reglamentos▶ D.S. 24772 Electrificación Rural	<ul style="list-style-type: none">▶ D.S. 25986 RCIE Internacional▶ D.S. 26093 ROME▶ D.S. 27302 Estabilizar tarifas de electricidad▶ CPE	<ul style="list-style-type: none">▶ Ley 300 de la madre tierra y desarrollo integral para vivir bien▶ AE-226 Determinación de la potencia▶ PEEPB 2015-2025 Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025▶ D.S. 2048 Remuneración para ER conectadas al SIN▶ D.S. 2399 Normar el intercambio eléctrico internacional	<ul style="list-style-type: none">▶ AETN-218 Modifica operaciones▶ Ley 1407 Aprobar el PDES 2021-2025▶ D.S. 4477 Remuneración GD▶ D.S. 4539 Incentivos tributarios y financieros para GD▶ D.S. 4794 Modifica Dist. de GN▶ D.S. 4808 Condiciones Generales GD▶ AETN-356 Programa de Operación▶ D.S. 5167 Modifica e incorpora al D.S. 4477

Fuente: elaboración propia con base en datos de la AETN, CNDC y la Gaceta Oficial de Bolivia.

La generación distribuida empezó a desarrollarse con el Decreto Supremo 4477, que establece su remuneración a los precios de nodo definidos en la red del SIN; en cambio, para sistemas aislados tienen un ajuste adicional por lo que se debe multiplicar por 1,6 para el caso de sistemas aislados que utilicen gas natural y por 3,7 para sistemas aislados que utilizan diésel para la generación eléctrica. Asimismo, también para fortalecer los proyectos de electrificación rural, hubo varios programas dirigidos a la instalación de pequeños módulos solares y a la capacitación local impartida por el Gobierno central y los gobiernos departamentales, en algunos casos. El anexo 5 presenta estadísticas de las instalaciones de generación distribuida operando con las diferentes distribuidoras al 2024.

En el contexto social, aunque no se expone en la figura 3, el Gobierno de Bolivia publicó en 2013 la Agenda Patriótica 2025, la cual establece 13 pilares para mejorar la calidad de vida de todos los bolivianos conforme a los desafíos existentes en el país, metas que se alinean con las iniciativas mundiales, como la Agenda 21 de 1992, con los Objetivos de Desarrollo del Milenio (ODM) de 2010, y con el Proyecto SD21 Rio+20 de 2012. El PDES 2021-2025 da continuidad a la Agenda Patriótica 2025, agregando el estado actual al 2020, señalando la meta al 2025 y comprometiendo varios indicadores cuantitativos.

La figura 3 resume las leyes y normativas del sector de eficiencia energética que involucran principalmente a los usuarios de los sectores de electromovilidad y a la implementación de tecnologías para el sector agrícola e industrial que ha tenido incentivos en los últimos años. Es necesario destacar que la Ley 300, actualmente vigente, ya exponía artículos que motivan a mejorar el uso energético con tecnología y reducir las emisiones de CO₂. Las primeras gestiones en eficiencia energética empezaron con la implementación de focos ahorradores en reemplazo de los focos incandescentes. Gestiones similares se replicaron en el transcurso de los años, como los recientes proyectos con el BID para la modernización del alumbrado público. Asimismo, otros incentivos gestionados son las exenciones tributarias y gravámenes aduaneros para importar tecnología y sistemas eléctricos para la generación distribuida. Los incentivos para importar sistemas eléctricos son para apoyar a los proyectos de generación distribuida y con ello ampliar la cobertura nacional en potencia y energía eléctrica; en tanto que los incentivos para importar tecnología están direccionados a fortalecer las industrias y unidades productivas nacionales, para reducir la demanda de importación de productos terminados.

Los incentivos y las estrategias de aplicación de eficiencia energética ya forman parte de un plan de acción del Ministerio

de Hidrocarburos y Energía titulado *Estrategia Nacional de Eficiencia Energética 2022-2025*, en el que se exponen ocho objetivos y sectores (residencial, alumbrado público, edificios públicos, industrial, vivienda social, generación distribuida, electromovilidad para el transporte público y redes eléctricas inteligentes).

También es importante destacar el estado actual de la explotación y comercialización de los minerales críticos para la transición energética. En el caso del litio, este recurso es administrado y desarrollado por la empresa estatal Yacimientos del Litio Bolivianos (YLB), que se hizo cargo del proyecto en 2017, luego de que éste estuviera en manos de la también estatal Comibol desde 2008. El litio hoy cuenta con alta inversión pública para la producción principalmente de cloruro de potasio y carbonato de litio, lográndose a 2024 una producción total de 68.330 tm y 3.982 tm, respectivamente⁸, cifras que aún no son atractivas para el mercado internacional. Por otra parte, YLB publicó convocatorias para ejecutar propuestas de proyectos productivos utilizando los recursos del salar. El sector privado, a su vez, dio también sus primeros pasos al apostar por el desarrollo de las baterías de litio en Bolivia, con empresas como Quantum y la sociedad Energyx-Mobi, que han incursionado en el ensamblaje de baterías de litio (importados).

En el sector minero también se observan incentivos a la exploración y explotación de otros recursos diferentes al litio que también son críticos e indispensables para la transición energética. Es decir, en cuanto a recursos de minerales y suficiencia energética, Bolivia podría desarrollar importantes industrias de manufactura para el sector eléctrico; sin embargo, eso es aún

8 Informe de rendición de cuentas de YLB 2024.

difícil de lograr por la falta de inversión e ingreso de nuevas tecnologías, lo cual requiere también de la iniciativa privada.

Otra medida que de forma indirecta incentiva el uso de la eficiencia energética es la limitación del uso de gas natural en el sector industrial, lo cual se dio mediante el incremento en el precio de \$US 1,7 a \$US 2,5 por millón de pies cúbicos (MMp³) y la restricción para que el sector use gas para generar electricidad para consumo propio (Decreto 4794), bajo el argumento de que la generación termoeléctrica en la industria es poco eficiente.

Figura 3
Resumen de las leyes y normativas más importantes que incentivan la implementación de eficiencia energética en Bolivia

2010-2019	2020-2024
<ul style="list-style-type: none"> ▶ D.S. 0948 Gestiones de Eficiencia energética (GA 0%, emisión de NOCRES y adquisición de focos ahorradores) ▶ Ley 300 de la madre tierra y desarrollo integral para vivir bien ▶ Ley 305 Uso racional y eficiente de la energía, sustitución a focos ahorradores, educación en eficiencia energética ▶ Ley 928 Creación YLB ▶ D.S. 3818 Gestión importación de lámparas fluorescentes o focos ahorradores 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Ley 1391 Incentivos tributarios A&I ▶ D.S. 4477 Condiciones y Remuneración GD ▶ D.S. 4539 Incentivos tributarios y financieros para GD ▶ Estrategia Nacional de Eficiencia Energética 2022-2025 ▶ D.S. 4794 Modifica el Reglamento de Gas Natural ▶ D.S. 4808 Remuneración y recaudación GD ▶ Ley 1546 Aprueba el PGE- 2024 ▶ D.S. 5095 Reglamenta la Ley 1391

Fuente: elaboración propia con base en datos de la AETN, CNDC y la Gaceta Oficial de Bolivia.

Los bonos de carbono, bonos verdes y/o bonos temáticos también pueden abrir puertas a nuevos proyectos por el ingreso

económico adicional que representan. Al momento, la normativa ya permite que tanto el sector público como el privado comiencen a emitir bonos temáticos con un enfoque en proyectos que aborden desafíos climáticos, sociales y de gobernanza. Por otra parte, a mediados de 2024, el Tribunal Constitucional Plurinacional (TCP) aparentemente intentó abrir las puertas a los bonos de carbono que estaban restringidos a la mercantilización. No obstante, aún están ausentes los incentivos y normativas claras para las actividades económicas que se relacionan con la preservación de los bosques.

Análisis del estado actual de la transición energética en Bolivia

La transición energética, de acuerdo con los objetivos de desarrollo sustentable, debe ser equitativa para la sociedad y el medio ambiente, lo cual quiere decir que la implementación de las tecnologías, métodos y políticas que permitan mejorar la generación y consumo de energía no deben afectar negativamente a la sociedad y/o al medio ambiente. Por el contrario, el cambio debe lograr un futuro más sostenible para todos.

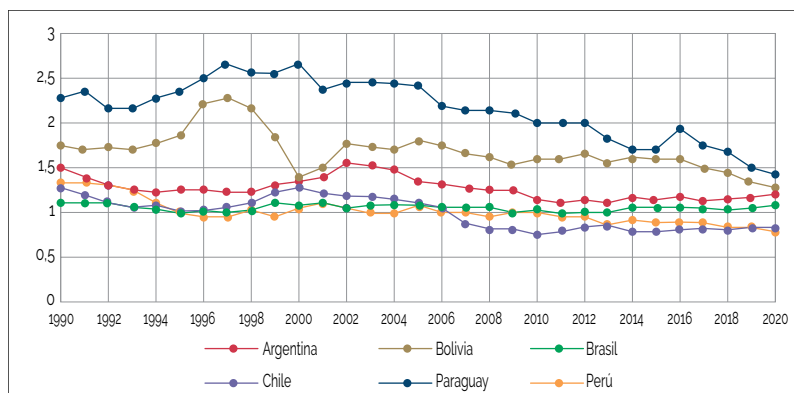
Intensidad energética del PIB - Bolivia

La Intensidad Energética del PIB es un indicador macroeconómico que relaciona la energía con el Producto Interno Bruto (PIB) de un país, para brindar una referencia del valor económico de la energía. Dicho de otra forma, es un indicador que mide la eficiencia energética de una economía, resultado de la división entre la cantidad de energía utilizada para producir una unidad de PIB. Interpretar este indicador puede resultar muy complejo, aunque las interpretaciones podrían ser más claras para los gobiernos que conocen los desafíos que existen en cada sector o actividad económica.

De manera breve, se puede señalar que la intensidad energética baja es deseable, ya que implica un menor costo energético para la producción económica. Valores bajos reflejan el uso de poca energía para generar una unidad de PIB, lo que muestra una economía más eficiente. Por lo contrario, el indicador con valores altos revela que se requieren muchas unidades de energía para generar una unidad de PIB, lo que sugiere que la economía es ineficiente, con consumo energético elevado, intensivo en energía o con alto desperdicio energético.

Gráfico 16

Intensidad energética del PIB. Oferta de energía primaria por millón de \$US de PIB (Mbep/ MM PIB-2018) de Bolivia y los países vecinos

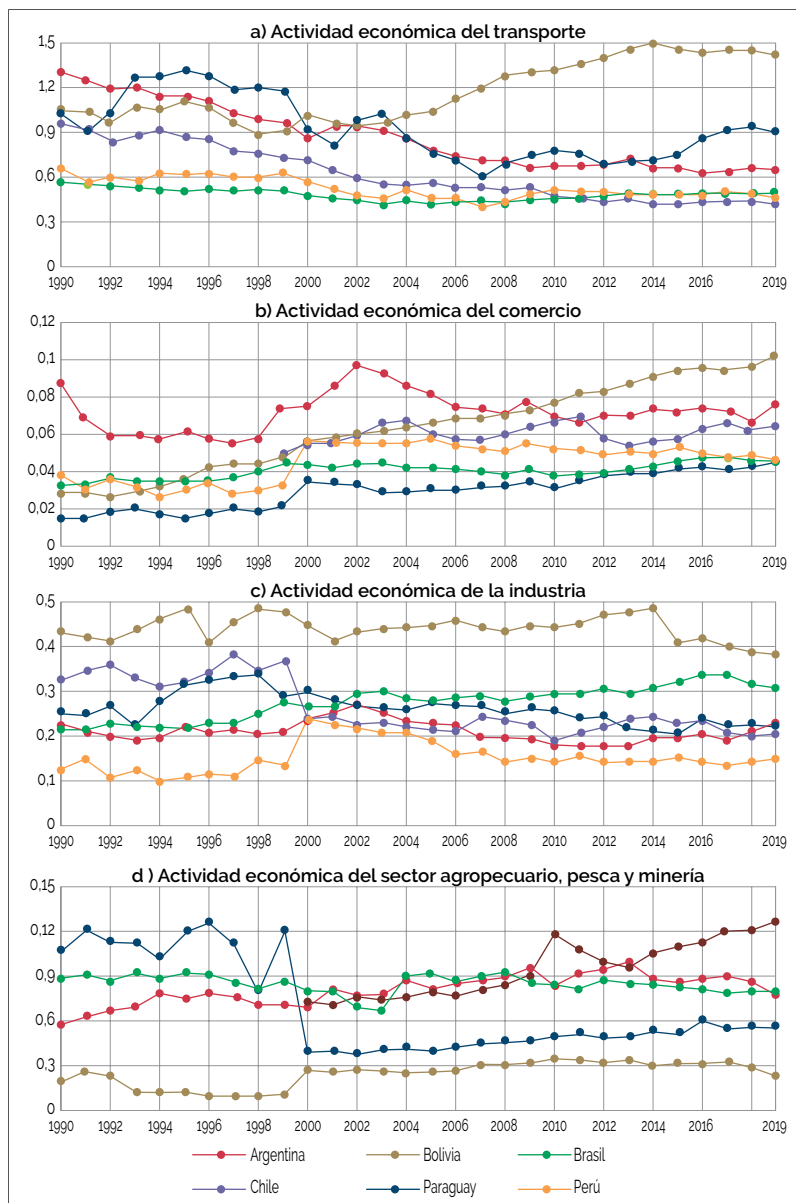


Fuente: CEPAL (<https://statistics.cepal.org/>).

El gráfico 16 muestra la Intensidad Energética del PIB de Bolivia y los países vecinos. Se observa que Paraguay y Bolivia tienen la intensidad energética más alta, lo cual denota el bajo PIB y un consumo energético en crecimiento, pero sin optimizaciones. Argentina y Brasil han mantenido estable su intensidad energética, siendo proporcional su crecimiento económico al consumo de energía. En Chile y Perú las tendencias han ido en

Gráfico 17

Intensidad energética por actividad económica por miles de \$US PIB (tep/MPIB-2010)



Fuente: CEPAL (<https://statistics.cepal.org/>), Naciones Unidas.

declinación, lo que refleja el cambio asociado a su transición a economías más industrializadas, con sectores productivos más modernos y eficientes. Así, lograron desacoplar su crecimiento económico del aumento de la demanda energética.

Para observar más de cerca las actividades económicas que han generado cambios en los países vecinos, se pueden observar los gráficos de intensidad energética por actividad. Se revela que el transporte en Bolivia es por mucho ineficiente, en comparación con los países vecinos, donde todos han mejorado la eficiencia de su sistema de transporte. En los sectores industrial y comercial los comportamientos son diferentes, pero hay una tendencia a mantener un ligero incremento, mientras que Bolivia mantiene sus índices altos en ambos sectores. En las actividades comerciales, la tendencia en todos los países es incrementar su intensidad energética; sin embargo, los más equilibrados son Paraguay, Brasil y Perú.

Para interpretar la intensidad energética y encontrar soluciones será necesario evaluar más datos extensivos, como la dependencia de energía en cada sector, los precios de la energía y la capacidad y rendimiento de cada actividad, entre varios otros, de tal forma que las propuestas también sean reales y técnica y económicamente viables.

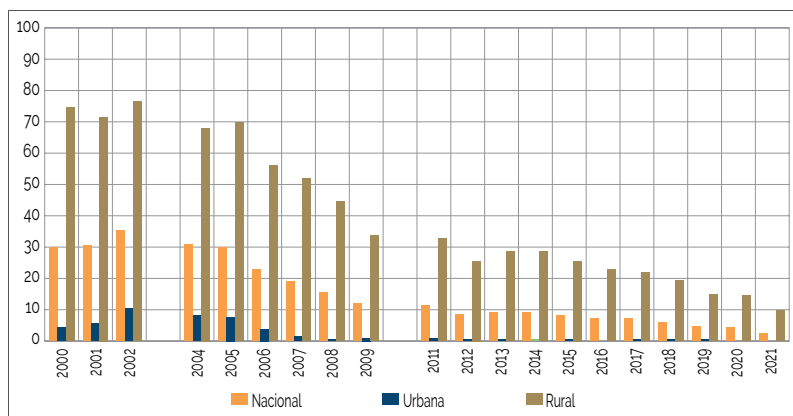
Acceso a la energía y equidad social

El acceso a la energía y la equidad social son conceptos profundamente interconectados en el contexto de la transición energética. El acceso universal a la energía es un propósito clave del Objetivo de Desarrollo Sostenible 7 de las Naciones Unidas, que busca asegurar el acceso a una energía asequible, confiable, sostenible y moderna para todos los hogares, negocios, escuelas, hospitales y otras entidades, especialmente en comunidades desatendidas o desfavorecidas. El gráfico 18 muestra cómo se

ha reducido la proporción de la población sin acceso a energía eléctrica. Al 2021, el 3% de la población nacional aún no tenía acceso a la electricidad, siendo el 0,1% del área urbana y el 10% del área rural, en relación a sus respectivas poblaciones geográficas.

Gráfico 18

Proporción de la población sin acceso a la electricidad (en %)



Fuente: elaboración propia con base en datos de la CEPAL.

El PDES del Ministerio de Planificación del Desarrollo indica en su meta 1.3, acción 1.3.3.4 que el acceso a la electricidad parte de la línea base de 99,1% para el área urbana y 80% para el área rural, con el objetivo de alcanzar hasta 2030 el 99,6% y 95% de cobertura en esas áreas, respectivamente.

Los beneficios de la exportación de gas natural no siempre se traducen en obras que realmente necesitan las comunidades más vulnerables; por lo contrario, gran parte de los ingresos provenientes de ese energético se han convertido en subsidios, no tomándose en cuenta que en realidad las obras, sean públicas o privadas, son las que logran implementar el progreso

físico de la población. Además, los subsidios cuando mucho son beneficios temporales que no siempre llegan a las comunidades más vulnerables, considerando el estado actual económico y social en el país, el cual se puede evaluar con los indicadores del tipo social-económico y comparar con el comportamiento de los países vecinos (ver anexo 7).

Para alcanzar las metas de acceso universal a la electricidad y mejorar las condiciones sociales, simultáneamente, es imprescindible fortalecer la infraestructura eléctrica y la calidad del servicio eléctrico y su cobertura, meta que se está alcanzando en varios países implementando tecnologías de generación eléctrica en el sitio, a escalas media a baja. En Bolivia también existe esta iniciativa con el nombre de Generación Distribuida⁹.

El fomento al cumplimiento de acceso a la electricidad es una medida que también puede ser impulsada principalmente por las gobernaciones o municipios (Ley 300) y/o empresas privadas del lugar, lo cual podrá mejorar la calidad de vida de zonas rurales que son consideradas más vulnerables que las zonas urbanas. El Gobierno central debe aceptar y motivar ello, evitando la centralización, o compartir las responsabilidades de inversión y financiamiento con las comunidades y actividades económicas del sector.

A modo de referencia, el cuadro 16 muestra la tasa de electrificación rural de los países de Sudamérica, donde Paraguay, Uruguay y Brasil han logrado el mayor porcentaje de cobertura gracias al fomento a autoproductores, principalmente a través de subsidios, préstamos, normativas y libertad en generación eléctrica.

9 Su implementación se informa en la plataforma <https://gendis2.aetn.gob.bo/gd>, sector que fue descrito en el capítulo “Generación distribuida”.

Cuadro 16

Tasa de electrificación rural en Sudamérica (en % de la población)

País	Valor
Bolivia	81,5
Brasil	98,44
Chile	97,7
Colombia	88,13
Paraguay	99,21
Perú	84,2
Uruguay	99,83

Fuente: ReLAC y Hub de Energía (hubenergia.org).

Emisiones de carbono, deforestación, mercados de bonos de carbono y bonos verdes

Bolivia enfrenta desafíos significativos en términos de deforestación debido a diversas actividades tanto legales como ilegales. Según el informe *Nivel de Referencia de Emisiones Forestales por la Deforestación del Estado Plurinacional de Bolivia (NREF)*, publicado por el Ministerio de Medio Ambiente y Agua en enero de 2023, las causas proximales (actividades o acciones directas) que cambian el uso y la cobertura del suelo, llevando a la pérdida de áreas forestales, son la expansión agropecuaria, la extracción forestal y el desarrollo de infraestructura (transporte, asentamientos humanos y actividades económicas o industriales). Para enfrentar esta problemática, el mencionado informe indica que las metas a cumplir hasta el 2030 son: disminuir la deforestación en un 80%, reducir la superficie de incendios forestales en 60%, duplicar las áreas con manejo integral, incrementar la ganancia de cobertura de bosques, duplicar la producción de madera y duplicar la producción de productos forestales no maderables. Estas metas, no obstante, no son más que una expresión de intenciones, un disfraz

filosófico y discurso político que no se cumple porque no existen planes específicos y detalles prácticos que las viabilicen.

El Gobierno de Bolivia, en realidad, propone en las Conferencias del Cambio Climático¹⁰ mecanismos alternativos enfocados en la gestión integral y sostenible de los bosques, con una colaboración más amplia y apoyo financiero, sin limitarse exclusivamente a recompensas monetarias por resultados específicos.

En cuanto a la ejecución de proyectos y normativas forestales, las mayores referencias encontradas son la Ley 337 de Apoyo a la Producción de Alimentos y Restitución de Bosques, y los Certificados Forestales de Origen (CFO) para las empresas madereras y no maderables (como alimentos y materias prima), certificados que emite la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Bosques y Tierra (ABT). En agosto de 2024, el TCP declaró inconstitucional el artículo 4 numeral 2 de la Ley 300, que prohíbe la mercantilización de los bosques, porque lo considera contrario a los compromisos COP firmados por Bolivia. Empero, el Gobierno aún mantiene la postura de la no mercantilización de las funciones ambientales, por lo que las acciones para abrir las oportunidades al mercado de carbono parecen estar anuladas o con bastante carencia de formalidades.

La existencia de mecanismos de pago basados en resultados, como los esquemas REDD+ (Reducción de las Emisiones derivadas de la Deforestación y Degradación Forestal), vinculan los pagos financieros a la verificación de disminuciones específicas de emisiones de carbono, esquemas que incluyen el manejo sostenible de los bosques para diferentes actividades económicas (Arriaga, 2012). REDD+ vincula los pagos financieros a través de un proceso estructurado que incluye varias etapas clave que fungen como niveles de referencia (línea base): monitoreo y

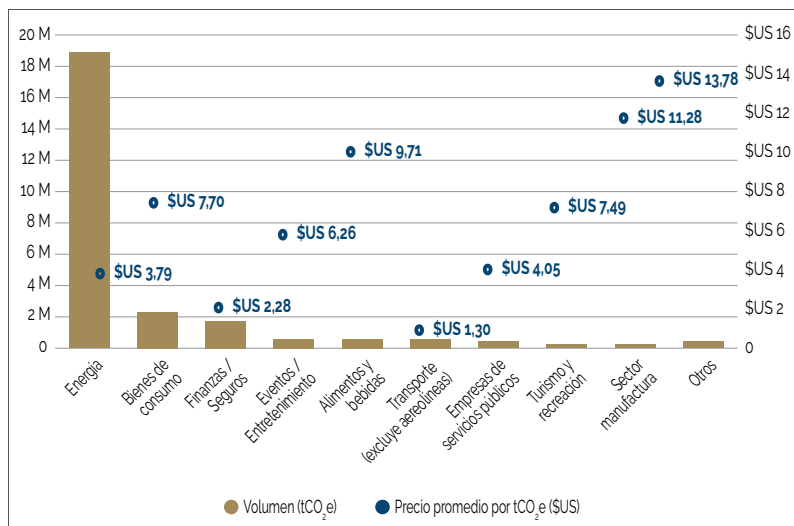
10 Secretaría de la CMNUCC (ONU Cambio Climático), <https://unfccc.int/documents>

medición, verificación, reporte y pago por resultados, procesos que pueden ser aplicados a escala nacional y subnacional o como proyectos (iniciativas específicas). Cabe resaltar que el término de pagos se refiere al financiamiento, pudiendo ser provenientes de fondos de cooperación internacional o mercados de carbono.

Los mercados de carbono (de cumplimiento y voluntarios) se presentan como alternativa de incentivo para obtener créditos de carbono por reducción de emisiones o remoción. Los créditos de carbono por reducción son generados por proyectos que disminuyen, mitigan o evitan las emisiones de gases de efecto invernadero. Esto aplica, sobre todo, a los sectores de eficiencia energética y generación eléctrica con energías renovables. Por otra parte, los créditos de remoción se obtienen con mecanismos para eliminar o absorber el CO₂, pudiendo ser estos naturales, como los proyectos forestales en el marco de REDD+, o métodos de captura y almacenamiento de CO₂. Bajo este contexto, Sullivan *et al.* (2021) presentan la situación y tendencias de los mercados de carbono de cumplimiento y voluntarios en América Latina. El estudio indica que los compradores más activos del mercado (con mayor volumen de compra) son los sectores de energía, añadiendo la relación de precios (ver gráfico 19). El documento también presenta referencias (ver anexo 8) de los créditos retirados por región y otros retirados por tipo de proyecto. En ese apartado, se destaca que la región de América Central y del Sur tiene cerca del 25% del total de créditos emitidos en el mundo, que proceden mayormente de proyectos REDD+ y de energías renovables. Brasil y Perú son los principales responsables de estas cifras, ya que son líderes en términos de emisiones totales procedentes de proyectos REDD+, principalmente a través de mercados voluntarios, lo que indica la fuerte participación privada.

Gráfico 19

Volúmenes y precios por sector comprado en agosto de 2021
(en millones de \$US)



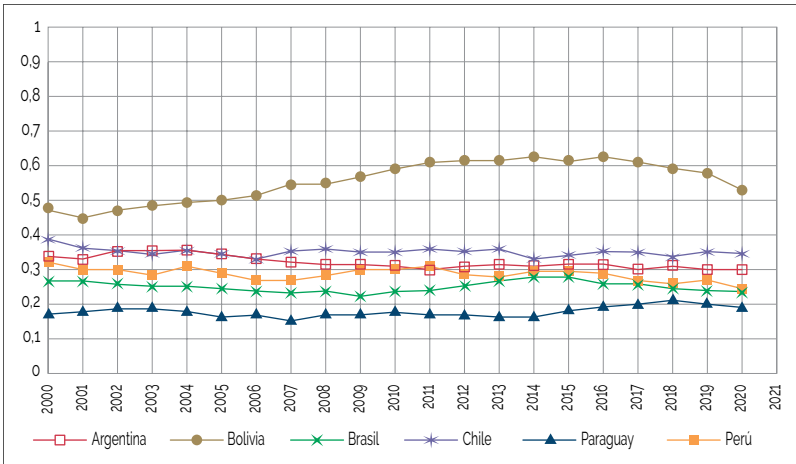
Fuente: Sullivan *et al.*, 2021.

Respecto a la información de mercados de carbono, se observa que la mayoría de los países sudamericanos registra importantes avances en las gestiones y compromisos de mercados de cumplimiento y voluntarios, por la gran capacidad que se podría obtener en créditos de carbono al modernizar las fuentes y uso de energía, así como con el manejo sostenible y mejorado en las áreas forestales. Bolivia, por su lado, está ausente en los avances en mercados de carbono, a pesar de que el país puede obtener ingresos económicos por créditos de reducción relacionados con el alto potencial en energías renovables, así como créditos por remoción, ya que el 48% de su territorio corresponde a áreas forestales.

Las emisiones de CO₂ divididas por el PIB proporcionan una medida conocida como intensidad de carbono o intensidad

de emisiones de carbono. Esta relación expresa la cantidad de dióxido de carbono emitida en relación con la producción económica de un país. Así, una reducción en la intensidad de carbono representa un avance en la eficiencia, evidenciada por una menor proporción de emisiones en relación al incremento de los ingresos económicos. El que la intensidad de carbono permanezca constante, sugiere que las emisiones de carbono han crecido en proporción al incremento económico. Por otro lado, un incremento en esta intensidad señala que las emisiones han aumentado sin correlacionarse o justificarse con un aumento equivalente en los ingresos económicos.

Gráfico 20
Intensidad de emisiones de CO₂ (kg CO₂/PIB en dólares a precios contrastantes del 2015)



Fuente: elaboración propia con base en datos de la CEPAL.

De acuerdo con el gráfico 20, desde el 2000 hasta el 2021, Bolivia experimentó un incremento de 0,1 unidades en su intensidad de carbono. Aunque existen varios factores y formas de

interpretar este indicador, en realidad –conociendo la situación del país– esto revela que el incremento en las emisiones de CO₂ ha superado el crecimiento del PIB, indicativo de una falta de mejoras en la eficiencia energética. Al ser mínima la adopción de nuevas tecnologías y métodos, este incremento se atribuye principalmente al fuerte incentivo hacia el desarrollo económico basado en el gas natural. En cambio, países vecinos como Argentina, Brasil, Chile, Paraguay y Perú presentan tendencias estables con intensidades menores, lo cual es consecuencia de una eficiencia energética más limpia y proporcional a su crecimiento económico.

El indicador de la intensidad de carbono no solo es un reflejo de las acciones tomadas para reducir las emisiones de CO₂ a la par de un mantenimiento o mejora de la economía, también es un indicador que atrae a la inversión extranjera, porque refleja el compromiso del país con la sostenibilidad, lo cual es clave para acceder a financiamiento internacional destinado a la lucha contra el cambio climático. Además, permite identificar la demanda de oportunidades de inversión en tecnologías limpias y energías renovables, reducir riesgos regulatorios y aprovechar los mercados de carbono, lo cual hace a los proyectos de desarrollo económico, social y ambiental de un país más atractivos para la cooperación internacional y para la inversión privada.

Implementación de la transición energética en las empresas

Hoy por hoy, los efectos del cambio climático y una transición desordenada son considerados como nuevos riesgos para la salud financiera o sostenibilidad de una empresa.

Los reportes de Responsabilidad Social Corporativa (CSR) surgieron a mediados del siglo XX como una forma de autorregulación empresarial para gestionar impactos sociales y

ambientales. Inicialmente, estos reportes se enfocaron en las condiciones laborales, capacitación, diversidad, inclusión y bienestar de los empleados. Con el tiempo, integran más aspectos como programas comunitarios, huella de carbono, uso eficiente de recursos y ética empresarial.

Los reportes ESG, a su vez, son un sistema más reciente que evalúa la sostenibilidad y comportamiento ético de una compañía en estas tres áreas de acción. La primera es la ambiental e incluye gestión de emisiones, uso de energía y recursos naturales, huella de carbono, residuos y ciclo de vida del producto. La social contempla capital humano, diversidad, inclusión, derechos humanos e impacto en comunidades locales. La de gobernanza comprende la estructura organizacional, políticas internas, transparencia, ética y cumplimiento legal. Las compañías y los inversionistas utilizan estos reportes para evaluar riesgos y alinearse a los Objetivos de Desarrollo Sostenible.

Para lograr las métricas cuantitativas de desempeño ambiental y social, el formato ESG requiere evidencias del cumplimiento, con el propósito de obtener seguridad razonable sobre la veracidad y trazabilidad de la información reportada, de tal forma que estos reportes sean auditables.

Algo más de una decena de empresas privadas en Bolivia empezaron a gestionar sus reportes integrando las diferentes especialidades para poder cumplir con el formato ESG. Asimismo, la Bolsa Boliviana de Valores (BBV) incluyó los términos de finanzas sostenibles y ODS. Aunque en Bolivia, los resultados de los reportes omiten valores cuantitativos importantes sobre las variables ambientales, como emisiones de CO₂ o gases de efecto invernadero, uso de energía y volumen de residuos y/o uso del agua, la expectativa es que por esta vía se pueda incentivar, evaluar y ejecutar financiamientos para las medianas y grandes empresas.

Aunque la implementación de reportes ESG detallados puede suponer una carga adicional para algunas empresas, muchas de las variables ambientales, sociales y de gobernanza ya están contempladas en las leyes y normativas nacionales vigentes. Es necesario, por ello, que el Gobierno acelere la estandarización y auditoría de estas métricas, lo cual permitirá una mayor trazabilidad y promoverá mejores prácticas en el sector empresarial. Esta iniciativa no debe limitarse a las medianas y grandes empresas, sino también incentivar a las empresas de tamaño pequeño y micro a cumplir con estas normativas, facilitando su crecimiento y su transición progresiva a medianas empresas.

Para lograrlo, es fundamental optimizar el marco normativo y los mecanismos de control, supervisión y reporte tanto a nivel estatal como municipal. Esto debe hacerse de manera ordenada para evitar cargas innecesarias y excesivos gastos administrativos al sector privado y público. Asimismo, se debe fomentar el uso de herramientas digitales y asegurar un compromiso político y empresarial alineado con los desafíos actuales del cambio climático y la transición hacia modelos de sostenibilidad económica y ecológica. Este enfoque no solo contribuirá al crecimiento sostenible de las empresas, sino que también añadirá un valor esencial para aquellas que participan en los mercados bursátiles.

En algunos casos, empero, las métricas ESG solo son una fuente de marketing bastante hipócrita, con la que las empresas destacan su labor y aporte a ODS que en la práctica no cumplen. En estos casos, con todo su marketing, estas empresas solo generan más consumismo, competencia desleal (contrabando) y otros. Detallar incumplimientos en variables ambientales no es posible con el presente documento; sin embargo, sí podemos hacer mención a las empresas que de forma constante están presentes en el contrabando e incumplen en la gobernanza (transparencia en sus operaciones e integridad en su conducta

corporativa) y en la responsabilidad social (falta de ética y afectación a la sociedad). Es probable o no que participen en el contrabando, lo cierto es que sí tienen conocimiento del contrabando y no hacen ninguna gestión para controlarlo, en especial si consideramos que toda industria de alimentos debe contar con un sistema eficiente de trazabilidad y control de productos.

Desarrollo de conciencia, ética y educación en la sociedad

Aunque abordar temas de conciencia, ética y educación no es el objetivo principal de este documento, esta sección se presenta para identificar algunas causas que afectan la implementación de energías renovables y eficiencia energética atribuibles a la sociedad en general. Entre estas causas podemos señalar:

- *Mercados gremiales y sistemas de transporte antiguos.* Largas filas de buses de transporte con frecuencia se ubican en los mercados gremiales, mercados cuyas aceras son cada vez más utilizadas por los comerciantes para ofrecer sus productos. Estas dos actividades económicas están estrechamente relacionadas y transmiten sus oficios de generación en generación, desincentivando la formalidad en los negocios y causando ineficiencia en el uso de recursos humanos y económicos, en el manejo de productos, en la energía y en la vialidad. Estos sectores, además, reciben algún tipo de subsidios y tienen la capacidad de paralizar una ciudad.
- *Medios de comunicación e información polarizados.* La falta de medios de comunicación imparciales y su alto costo limita la información educativa y comercial que tienen los sectores públicos, académicos, industriales y comerciales en torno a las implementaciones de la transición energética.

- *Formación de profesionales.* Las universidades, institutos y centros de investigación ofrecen hoy bastantes cursos e incluso becas internacionales en materia de energías renovables y eficiencia energética. Estos profesionales pueden tener la oportunidad de acceder a buenas ofertas de trabajo, siempre y cuando los compromisos del Gobierno para ejecutar proyectos dedicados a la transición energética tengan avance real.
- *Incentivos a industrias.* Las industrias se ven debilitadas ante la falta de control del contrabando, de garantías de propiedad, de leyes laborales justas entre el sector privado o público y el asalariado, de trato justo en mercados verticales y horizontales, de protección a la propiedad intelectual en diseños industriales y de representaciones. Las industrias deben generar excedentes para reinvertir y modernizar sus activos para aplicar las herramientas, métodos y equipos de eficiencia energética.
- *Incentivos a servicios industriales.* La mayor parte de los proyectos se licitan bajo las condiciones de llave en mano, lo cual deja escaso lugar a la participación de las empresas nacionales. Las empresas dedicadas a servicios industriales deben desarrollarse para que puedan invertir con garantías y tengan costos de mantenimiento asequibles. Sin embargo, gran parte de los importadores presentan sus productos, con el riesgo de que otras empresas copien y comercialicen equipos y marcas iguales.
- *Falta de protección a la propiedad intelectual y representación.* Las industrias y empresas de servicios requieren de mayor protección para los diseños, métodos y representaciones que ofertan. Ante la inexistencia de leyes y normativas, es inseguro promocionarse con más confianza. Se conoce

que el Servicio Nacional de Propiedad Intelectual (Senapi) realiza gestiones en el tema.

- *Falta de estandarización.* Varias leyes y normativas no han sido actualizadas a las condiciones actuales. Al mismo tiempo, se carece de normativas justas para un desarrollo equilibrado en la transición energética.

El desarrollo tecnológico es consecuencia de la sociedad y su gobierno. Según datos de IRENA, 664 estándares internacionales y más de un millón de innovaciones se han patentado del 2000 al 2021. Del millón de patentes, un 1,26% se originaron en Sudamérica, participación que representa entre cientos a miles de patentes de equipos, métodos o procesos innovados en la región. Sin embargo, no se puede encontrar ninguna patente presentada por Paraguay y Bolivia.

El cuadro 17 resume el estado actual y los obstáculos para la implementación de los incentivos en energías alternativas (EA) y eficiencia energética (EE) en Bolivia.

Cuadro 17
Obstáculos y estado actual de la aplicación de incentivos a las EA y a la EE en Bolivia

Incentivo	Obstáculos para su implementación en Bolivia	Estado actual de su aplicación en Bolivia
Inversión pública directa	La financiación estatal puede estar limitada debido a la dependencia de los recursos fósiles, como el gas natural, y a la falta de un marco robusto de incentivos financieros específicos para energías alternativas.	Actualmente, se usa en proyectos como parques hidroeléctricos, eólicos y solares, con una importante participación de la cooperación internacional a través de préstamos. Es necesario que el Gobierno mejore su planificación para aprovechar más la cooperación internacional y el uso de las EA y la EE.
Tarifa y/o prima de alimentación	El esquema de tarifas actuales aún favorece a las fuentes de energía convencionales por la subvención a combustibles fósiles, normativas y mercado eléctrico.	No se han implementado en proyectos de gran escala. Las tarifas están destinadas principalmente a la generación distribuida y la autoproducción, pero no en plantas de mayor capacidad. Los mecanismos de remuneración consisten en compensar el consumo de la red local con la inyección de energía, considerando además el bloque horario, capacidad, tipo de usuario, conexión al SIN o sistemas aislados.
Subasta PPA (acuerdo de compra de energía)	El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), basado en el costo marginal de generación, además de la oferta y la demanda, es el único mercado eléctrico vigente en el país, lo que dificulta atraer inversiones a largo plazo en proyectos de energía renovable.	Los acuerdos de precios fijos a largo plazo aún no se han implementado en Bolivia.
Preferencia de red	La infraestructura inadecuada y el control de las termoelectricas sobre el mercado eléctrico impiden la integración efectiva de energías alternativas y su amplia implementación.	Por las condiciones del mercado MEM, las EA con el menor costo marginal tendrán preferencia en la red. La generación distribuida tiene preferencia en la red; sin embargo, las cantidades de energía aún son bajas y el ajuste de precio es diferenciado por bloque horario.

Incentivo	Obstáculos para su implementación en Bolivia	Estado actual de su aplicación en Bolivia
Beneficios tributarios	<p>Las exenciones tributarias se han realizado sobre partidas específicas para fomentar la importación. No obstante, el régimen tributario y la burocracia aún son poco flexibles y ocultan otros costos. En resumen, es más fácil invertir en importación que en el establecimiento de empresas dedicadas a servicios y suministro que hagan crecer el mercado de las EA y EE.</p>	<p>Existe exenciones tributarias para importar equipos, instrumentos y materiales relacionados con las EA y EE para centrales eléctricas y/o industrias. No existen exenciones tributarias que reduzcan los gastos mensuales y/o la simplicidad en los trámites que permitan incentivar las operaciones.</p>
Subsidios, fondos y/o préstamos	<p>Es necesario que el Gobierno realice una mejor planificación para solicitar a la cooperación internacional donaciones y/o préstamos para el desarrollo de nuevos proyectos.</p> <p>Tampoco existen préstamos de bancos multilaterales a empresas privadas dedicadas a EA o EE.</p>	<p>Los subsidios se aplican a combustibles fósiles como el gas natural, el GLP, la gasolina y el diésel.</p> <p>Las tarifas de electricidad son similares a las tarifas de países vecinos, donde la generación y distribución es realizada por empresas privadas, por lo que no se aprecia el subsidio en la electricidad.</p>
Garantías	<p>Los incentivos existentes no garantizan incentivos técnicos o económicos, o contratos a largo plazo, entre otros, que permitan asegurar los retornos de inversión.</p> <p>También es necesario crear normativas más modernas que garanticen seguridad jurídica y pagos puntuales a las inversiones privadas (más aún si el Gobierno es responsable de las empresas de distribución eléctrica).</p> <p>Ampliar las infraestructuras eléctricas también es necesario para asegurar los despachos de carga de forma estable.</p>	<p>La Ley 1604 garantiza la inversión privada y concesiones por un máximo de 40 años. No se han desarrollado garantías amplias para energías renovables, lo que limita su implementación a gran escala.</p>

Incentivo	Obstáculos para su implementación en Bolivia	Estado actual de su aplicación en Bolivia
Bonos o mercado de carbono	<p>Varias causas han frenado la implementación de bonos de carbono en Bolivia: sin embargo, el principal factor que frena este sector es la falta de voluntad política para generar estrategias en esta temática.</p>	<p>Pese al fomento a los negocios agroforestales, como el asai, copoazú y otros productos amazónicos, aún no se logró alcanzar una planificación objetiva y detallada para reducir las emisiones de carbono y mitigar la deforestación.</p> <p>Todavía no existen las condiciones para acceder a mercados de carbono.</p>
Certificados verdes	<p>Al no existir incentivos para el mercado de EA y EE, los bonos verdes, certificados y bonos corporativos ESG no son atractivos para las inversiones privadas. Las industrias, por ejemplo, prefieren utilizar gas natural para sus procesos de calor, siendo esta opción contraria a los certificados verdes.</p>	<p>La BBV ha puesto a disposición finanzas sostenibles capaces de manejar bonos verdes y bonos sociales. A octubre de 2020, la BBV reportó la existencia de 133 emisores que son parte de la estrategia para finanzas sostenibles y fondos de financiamiento.</p>
Flujo bidireccional	<p>Las normativas, precios y cantidad de energía que puede participar en la generación distribuida aún no son suficientes para incentivar la inversión privada en este sector.</p>	<p>La generación distribuida se ha impulsado con los decretos 4477 y 5167, que permiten la instalación de sistemas destinados a la generación para el autoconsumo y a la venta del excedente a la red, con ajustes por bloque horario.</p>
Implementación de tecnologías	<p>Las normativas ambientales y sociales aún no son de estricta observancia en el país. El consumo eficiente de agua y energía, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, y la de sólidos y líquidos son objetivos que deberían ser cumplidos por las empresas e industrias que obtienen financiamiento para la implementación de tecnologías.</p>	<p>No existen normativas o reglas para garantizar que la implementación de exenciones de impuestos para algunas tecnologías sean las correctas, para asegurar que los resultados en empresas e industrias logren reducir su huella de carbono y el uso eficiente de los recursos.</p>

Incentivo	Obstáculos para su implementación en Bolivia	Estado actual de su aplicación en Bolivia
Educación	Varios niveles de educación están descuidados. No existe preocupación ni interés visible por el Gobierno central ni por los departamentales para mejorar el mercado gremial y la vialidad del transporte.	Hay programas de educación para formar profesionales en EAY EE, iniciativas financiadas por organismos internacionales y, en menor medida, por entidades públicas o privadas. El alcance para la población todavía es insuficiente para generar cambios.
Investigación y desarrollo (I+D)	No existen leyes especiales para las pequeñas empresas que innovan en el país. Es muy importante admitir que el sector privado es el que apuesta más a la innovación. Entre las empresas que apuestan más a la innovación están las pequeñas, porque deben buscar la forma de ser competitivos frente a grandes empresas. En cambio, las empresas grandes están obligadas a innovar (I+D). Apoyar a las empresas pequeñas genera un entorno más competitivo.	Existen centros y universidades que realizan I+D, pero de acuerdo con IRENA (2022b) aun no existen patentes desarrolladas en Bolivia en materia de EAY EE.

Fuente: elaboración propia.

Análisis final y conclusiones

La transición energética justa se refiere al proceso de cambiar el modelo energético basado en combustibles fósiles hacia un modelo energético sostenible y bajo en carbono, con equidad entre todas las partes de la población, gobierno, empresa privada, etc. Este concepto es fundamental en la lucha contra el cambio climático, pues reconoce que la transición hacia una economía verde no solo implica retos técnicos y económicos, sino también desafíos sociales.

En el contexto actual de creciente demanda energética y presiones ambientales globales, nuestro país enfrenta desafíos significativos y oportunidades estratégicas en el sector energético. Las conclusiones que se presentan a continuación resumen el panorama de la situación energética de Bolivia, agregándose algunas estrategias necesarias para su evolución futura.

Del balance energético

En 2023, los combustibles fósiles continuaron su dominio dentro de la matriz energética de Bolivia, representando el 77% de la

oferta de energía primaria. El petróleo y sus derivados, con un 25% de participación, se destinaron principalmente a sectores con alta dependencia como el transporte pesado, la agroindustria y la minería, puesto que son fundamentales para sus operaciones productivas y logísticas. El gas natural, impulsado por políticas de uso extensivo en generación eléctrica, transporte, residencias, industria y comercio, cubrió el 57% de la demanda total de energía primaria del país. Las fuentes tradicionales de biomasa, como la leña y los derivados de la caña de azúcar, aportaron un 14%, mientras que las energías alternativas —hidroeléctrica, eólica y solar— cubrieron apenas un 4% de la demanda energética.

Los indicadores de intensidad energética destacan que Bolivia presenta una baja eficiencia comparada con otros países de la región, siendo el sector transporte el que exhibe las mayores diferencias. Estos resultados sugieren la urgencia de modernizar las actividades económicas, mediante la incorporación de tecnologías más eficientes y mejoras organizacionales, lo que permitiría optimizar el consumo energético y fortalecer la competitividad de cada sector.

Del consumo energético

Los datos muestran que el sector transporte es el principal consumidor de energía con el 53% del total, seguido por el sector industrial con un 21% y el sector residencial con un 14%. Esta distribución refleja una falta de modernización y eficiencia en el uso de los recursos energéticos, pues en una economía equilibrada los sectores productivos deberían tener un mayor consumo de energía en comparación con el transporte.

La alta dependencia sobre los combustibles fósiles, que son susceptibles a las fluctuaciones del mercado internacional, crisis geopolíticas y posibles agotamientos de reservas, pone en riesgo la estabilidad económica del país. En este contexto,

reemplazar combustibles líquidos, como GLP y la gasolina, por el gas natural en aplicaciones como el GNV, residencias, comercios e industrias ha proporcionado un cambio favorable, ya que su sistema de transporte es más eficiente y seguro, y genera menores emisiones de gases contaminantes en comparación con los combustibles líquidos.

Sin embargo, el uso intensivo del gas natural en el sector industrial, en aplicaciones como calderas, y en la generación eléctrica, en termoeléctricas, ha tenido aspectos negativos, principalmente porque estos rumbos políticos con precios subsidiados crearon barreras económicas que desincentivan la implementación de sistemas de eficiencia energética que optimicen el uso del calor en las industrias. Lo mismo ocurre en la generación eléctrica, en la que las termoeléctricas han limitado proyectos de energía renovable.

A pesar del impacto que tiene el gas natural, el cambio en el consumo energético debe ser gradual y dirigido, promoviendo un mayor uso de la electricidad, en especial en sectores como la industria, la minería y la agricultura, que necesitan acceso a una energía confiable y asequible para potenciar su actividad económica. Al mismo tiempo, es crucial que el Gobierno gestione su dependencia del gas natural para permitir una transición progresiva y segura, cerciorándose que las reservas probadas de gas estén disponibles por un período prolongado que garantice el suministro estable al mercado interno y la mitigación de posibles crisis económicas y energéticas.

De la generación eléctrica

Al 2022, Bolivia generó alrededor de 10.600 GWh de energía eléctrica. Las termoeléctricas dominaron el mercado eléctrico con el 63% de participación, seguidas por las hidroeléctricas con 27%, las eólicas con 4%, las solares con 3% y las de biomasa con 3%,

mientras que las de diésel se redujeron a 0%. Las termoeléctricas son operadas en su mayoría por empresas estatales, a las cuales también se delegó varios proyectos de energías renovables. ENDE, ENDE Guaracachi, ENDE Valle Hermoso y ENDE Andina administran las centrales de mayor capacidad, cuya construcción se realizó con fondos del Estado; excepto Ende Andina. Esa empresa tiene 40% de acciones a nombre de PDVSA y al 2023 fue la mayor generadora de electricidad, por la capacidad y eficiencia de sus termoeléctricas de ciclo combinado, aunque aún no ha logrado integrar ningún proyecto de energía alternativa a su responsabilidad.

La mayor participación privada del mercado eléctrico está en el sector hidroeléctrico (en especial de Hidrobol y Cobee). Todas las empresas privadas de este sector alcanzan al 8,5% de la capacidad instalada en el país, habiéndose mantenido vigentes y constantes con cifras significativas que aportan al Servicio de Impuestos Nacionales (SIN). No obstante, las inversiones privadas para expandir o instalar nuevas plantas eléctricas se han visto bastante reducidas, con poco interés y oportunidades. En consecuencia, los nuevos proyectos en este sector quedaron concesionados solo al Estado central, representado por ENDE. Entretanto, la generación eléctrica a partir de la biomasa fue desarrollada en la última década en su mayoría por los ingenios azucareros privados, aprovechando los residuos de caña de azúcar. Los proyectos eólicos y solares de gran capacidad fueron, a su vez, implementados por ENDE o sus subsidiarias, con proyectos concluidos o en estudio, la mayoría de ellos con financiamiento de la cooperación internacional. Por otra parte, los planes geotérmicos han quedado rezagados, con una planta de 5 MW que aún no inició operaciones y otra de 100 MW cuya ejecución debe ser reactivada en cuanto el Gobierno retome su interés en esta tecnología.

Aunque las fluctuaciones en los precios internacionales del gas natural en la actualidad no afectan directamente a Bolivia, debido a sus campos gasíferos, la dependencia de las termoelectricas representa un riesgo significativo para el futuro. Esta situación podría impactar de forma negativa en las tarifas al consumidor final, además de comprometer la capacidad del país para garantizar el acceso continuo y estable a la energía. La percepción de una sobreoferta eléctrica puede haber frenado y postergado la inversión en proyectos de energía renovable; sin embargo, es necesario desarrollar más las tecnologías alternativas que –además de tener menores impactos negativos en lo ambiental y social– permiten ofertar energía verde y aliviar las preocupaciones sobre el alcance de las reservas de gas natural.

De la generación distribuida

Al 2021, la cobertura eléctrica en el área rural alcanzó al 81,5%, por lo que la generación distribuida es una gran alternativa para ampliar la cobertura y fortalecer la infraestructura de las redes eléctricas rurales. Si bien existen iniciativas para su implementación (como la exención de impuestos a la importación de paneles solares y otros parecidos), éstas aún no son suficientes para crear un entorno favorable para su adopción masiva o cuando menos para alcanzar cifras significativas que permitan ampliar el mercado de oferta y demanda tanto en generadores como en instaladores. Los decretos 4477 y 5067, entre otros reglamentos, fomentan más la autoproducción, sin brindar ventajas competitivas en precios de venta de energía y dejan como opción poco atractiva la posibilidad de vender la energía de los nano, micro o mini generadores.

La AETN informa la cantidad de generadores e instaladores que van ingresando al mercado por medio de su página web y

a través de la plataforma paralela de Generación Distribuida¹¹. A 2024, son 97 generadores distribuidos registrados a nivel nacional, con mayor participación en La Paz, Cochabamba y Santa Cruz. Existe igualmente en menor cantidad la participación de otros departamentos, excepto Pando y Potosí, donde no hay registros. Esto indica que hay poblaciones más vulnerables sin acceso a este programa.

Es importante que las gestiones para fomentar esta iniciativa no solo sean desarrolladas por el Gobierno central, sino también por los gobiernos municipales y su población. No necesariamente se deben buscar subsidios, si no aplicar a financiamientos o inversión propia que permita a las comunidades su desarrollo económico y social. La Ley 300 respalda que las gestiones municipales pueden ser realizadas por los municipios.

De la integración energética en Sudamérica

De abril a septiembre de 2023, Bolivia exportó electricidad a Argentina, pero a la fecha esta exportación ha quedado interrumpida por motivos desconocidos. A pesar de ello, el mercado eléctrico extranjero es atractivo para Bolivia, siempre que disponga de generación eléctrica con ventajas competitivas.

Países vecinos, como Argentina, Brasil, Chile, Paraguay y Perú, tienen seguridad energética y disponen de centrales eléctricas con bajo costo de generación proveniente de fuentes renovables. En el caso de Paraguay, le ha permitido exportar su generación hidroeléctrica a Brasil. Chile también exporta la electricidad solar que genera a la Argentina, a través de líneas bidireccionales que le permiten también importar electricidad en horarios de alta demanda. De igual forma, Chile y Perú planifican sus conexiones bidireccionales que también les permitan aprovechar con mejores estrategias las fuentes energéticas

11 Plantas de Generación Distribuida (PGD), <https://gendis2.aetn.gob.bo/gd>

para intercambiar electricidad de manera eficiente y flexible, combinando las energías renovables y las de termoeléctricas. La integración energética en Sudamérica ofrece una oportunidad estratégica para Bolivia, que probablemente tiene el potencial para exportar electricidad a todos sus países vecinos, desde diferentes fuentes de energía renovable disponible en puntos fronterizos. Para Bolivia, exportar electricidad no solo podría significar un ingreso económico, sino también la oportunidad de fortalecer su infraestructura eléctrica en áreas rurales y fronterizas, ampliar su diversificación de la matriz energética e impulsar el cumplimiento de compromisos para reducir su huella de carbono.

Lanzado en 2011, el Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (Sinea) es el proyecto de integración regional para conectar los sistemas eléctricos de Bolivia, Colombia, Chile, Ecuador y Perú. En 2023, se celebró la cumbre de ministros en Quito, reafirmando el compromiso de crear un Mercado Andino Eléctrico Regional (MAER) y actualizando la Hoja de Ruta Sinea 2020-2030. Lo que destaca en este proyecto de integración es el potencial de maximizar el uso de la electricidad generada con energías alternativas, en especial las ubicadas cerca de las fronteras, aunque existe la importante necesidad de establecer las infraestructuras necesarias y los marcos normativos adecuados para permitir intercambios de electricidad.

Del transporte

La intensidad energética del sector transporte en Bolivia indica la existencia de problemas serios por la baja eficiencia energética de este sector y su impacto en la economía. Este sector es el mayor consumidor energético, principalmente de los carburantes líquidos, como gasolina y diésel. Para mejorar esta situación, es esencial que los tomadores de decisión política analicen en detalle

las cifras y adopten las mejores prácticas de sistemas de transporte masivo implementados en países vecinos y países desarrollados, con el objetivo de reducir el consumo energético de este sector. Asimismo, es necesario analizar las experiencias logradas con transportes masivos ya implementados en el país, como el Pumakatari, y los eléctricos Mi Teleférico y Tren Metropolitano.

Bolivia ha dado pasos hacia la electrificación del transporte masivo, según los datos del *Balance Energético*. Sumando el consumo de los teleféricos de La Paz, Oruro y Cochabamba, en la gestión 2021, el consumo total del transporte eléctrico fue 15,41 kbep, que representa aproximadamente un 0,06% del consumo nacional de energía en el sector transporte; este consumo de 15,41 kbep también representa solo el 0,28% del total de la demanda de energía eléctrica nacional. Mejorar y ampliar las aplicaciones de estas tecnologías en el país podría incluir la integración o conexión con otras formas de transporte, como las líneas de transporte urbano; entonces, la implementación de transporte masivo debe incluir estrategias que incluyan e incentiven a los transportistas para combinar esfuerzos de inversión y organización.

Bolivia ha dado pasos hacia la electrificación del transporte masivo, como ser Mi Teleférico en La Paz y el Tren Metropolitano en Cochabamba. Según el *Balance Energético*, en 2021 ambas empresas consumieron 15,41 kbep, que representa aproximadamente el 0,06%. Mejorar y ampliar las aplicaciones de estas tecnologías en el país, podría incluir la integración o conexión con otras formas de transporte, como los autobuses. Entonces, la implementación del transporte masivo debe incluir estrategias que incentiven a los transportistas a combinar esfuerzos de inversión y organización.

Si bien los vehículos eléctricos y la producción nacional de biocombustibles o biodiésel podrían ser alternativas a la

reducción de las importaciones de gasolina y diésel, en realidad el Gobierno parece olvidar el desarrollo de proyectos con mejores ventajas, como el tren bioceánico. Omite también evaluar la rehabilitación de los trenes diésel (antiguos), que podrían ser una salida factible para la reducción de importaciones de carburantes líquidos, como también para aminorar las emisiones de CO₂ y consumo energético (considerando las capacidades de transporte que ofrecen estos sistemas de transporte).

Por otro lado, el tren bioceánico es un proyecto que contempla muchas similitudes con los propósitos de integración energética del Sinea, por lo que el Gobierno de Bolivia tendría que mostrar especial interés para un mayor involucramiento con proyectos de desarrollo regional.

De las leyes, normativas, incentivos y estrategias

El marco normativo y los incentivos en Bolivia aún favorecen en gran medida a los combustibles fósiles. Si bien en los últimos años se han promulgado leyes y decretos que establecen ciertas bases para el desarrollo de energías renovables, su impacto todavía es bajo. Las iniciativas recientes incluyen la promoción de proyectos solares, eólicos e hidroeléctricos, además de medidas de eficiencia energética, como la introducción de tecnologías de iluminación de bajo consumo. La mayoría de estos proyectos son financiados con cooperación extranjera. Sin embargo, estos avances son tan poco ambiciosos que dejan en evidencia la falta de interés, en concordancia con los escasos detalles prácticos y estratégicos de los planes nacionales para el cumplimiento de los compromisos internacionales del país, como el acuerdo de la COP21 y las Contribuciones Nacionalmente Determinadas.

La falta de ejecución de proyectos y la ausencia de normativas que impulse la transición energética confluyen en la

reducción de la cooperación internacional. La mentalidad de forzar la conclusión de proyectos durante una sola gestión política es, probablemente, el factor que más obstaculiza la conclusión de estos. Esto ocasiona que los proyectos más relevantes queden interrumpidos o paralizados. Por otra parte, las normativas actuales no abordan de forma adecuada aspectos críticos que permitirían un mercado energético más equitativo y competitivo, ni incluyen mecanismos efectivos para facilitar la participación de nuevos actores en el sector energético y reducir las barreras administrativas que frenan la viabilidad de los proyectos, como la falta de claridad en la remuneración e incentivos para la generación de energía alternativa, la falta de visión para normar el sistema de transporte, entre varios otros.

Asimismo, la falta de normativa moderna no solo frena los proyectos, sino también, desincentiva la inversión extranjera. Los países vecinos han logrado avances significativos en la atracción de inversiones privadas mediante marcos normativos claros y compromisos sólidos con la reducción del cambio climático. Entre estos avances se pueden mencionar los acuerdos PPA, que en resumen permiten al inversor privado asegurar la cantidad de energía, con precio estable, durante plazo largo y fijo, factores que permiten al inversor garantizar el retorno de su inversión.

En contraste, la dependencia de Bolivia de los fondos estatales y de la cooperación internacional representa un riesgo a la sostenibilidad financiera a largo plazo, mientras que la burocracia que puede existir en esta modalidad limita la implementación de tecnologías nuevas. Cabe señalar que para la burocracia administrativa de los Estados, por lo general, financian tecnologías ampliamente probadas; en cambio, los privados siempre deben mantener una mentalidad abierta a las tecnologías más recientes, para mantener su nivel y ventajas competitivas.

Es probable que la modernización de las leyes y normativas sean la principal muestra de las intenciones de los gobernantes, lo que también se ve en la geopolítica. Bolivia, sin duda, tiene potencial energético estratégicamente interesante para exportar electricidad, sobre todo la generada de fuentes de energía alternativa. Pero un desafío importante a vencer en este aspecto son las tendencias políticas extremas, que obstaculizan el progreso regional.

Otro factor importante en la transición energética, que demanda normas e incentivos, es la ampliación de iniciativas hacia programas de formación técnica en energías renovables y un enfoque más robusto en cuanto a la transferencia de tecnologías avanzadas. La priorización de la formación profesional solo para funcionarios públicos ha generado una brecha que limita el desarrollo de una base de talento diversificada, lo cual también debería ser analizado por el Gobierno y por las agencias de cooperación, para ampliar el acceso a la capacitación asequible a sectores privados y comunidades locales.

Finalmente, el actor más importante en la transición energética es el ciudadano. Las leyes, normativas y planes estratégicos dependen del gobierno de turno, pero también la responsabilidad recae en la población. Es decir, si la población está de acuerdo con modernizar al país, debe adaptarse a los cambios hacia formas de producción, transporte y comercialización más eficientes y mejor organizados. No adaptarse influirá en el incremento de la pobreza y participación irrelevante en la economía nacional y regional.

Desafíos y oportunidades

La transición energética en Bolivia ofrece oportunidades tanto para la población como para el país en su conjunto. Con un enfoque en la modernización de los sistemas energéticos, esta

transición puede permitir que los bolivianos generen más recursos económicos a través de procesos más eficientes y sostenibles, fomentando así un desarrollo integral. En este sentido, es importante que la población desarrolle un mejor instinto y enfoque en sus actividades productivas, y evite caer en manipulaciones.

La transición energética también representa una oportunidad estratégica para el país en términos de seguridad energética y económica. Es crucial para reducir las vulnerabilidades actuales derivadas de la dependencia de combustibles fósiles y las fluctuaciones del mercado internacional, y tiene el potencial de convertirse en un actor energético relevante, no solo para exportar electricidad procedente de energías alternativas, sino también por el potencial significativo que tiene el país en minerales estratégicos como el litio.

Para no quedar rezagados, parece fundamental que las estrategias energéticas y de industrialización incluyan la participación del sector privado, que puede aportar capital, tecnología y experiencia para acelerar el desarrollo del país y asegurar su lugar en la transición energética global.

También es fundamental el cambio en la mentalidad política, porque el mundo encuentra cambios positivos gracias a las personas que trabajan en investigación y desarrollo en busca de soluciones; y no tanto por los acuerdos geopolíticos. Por ello, es necesario fomentar debates más abiertos y constructivos, alejados de las críticas destructivas, para enfocarse en soluciones prácticas y significativas.

Bibliografía

AETN - Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear Anuarios Estadísticos 2010-2023. Base de datos: <https://www.aetn.gob.bo>.

Agencia de Promoción de la Inversión Privada de Perú
2024 Estadísticas Generales. <https://www.investinperu.pe/es/invertir/estadisticas-generales>

Arriaga, Vicente
2012 *Reducción de emisiones por deforestación y degradación de bosques (REDD+) en los países de América Latina: requerimientos institucionales y jurídicos para su implementación*. Santiago de Chile: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) y Ministerio Federal de Cooperación Económica y Desarrollo.

Banco Mundial
Datos de libre acceso del Banco Mundial 2000-2021.
<https://datos.bancomundial.org/>

BBV – Bolsa Boliviana de Valores
s.f. Participantes del Mercado. <https://www.bbv.com.bo/emisores-2>.

BNamericas

2019 “Un vistazo a los proyectos de gasoductos en Brasil”. Reportajes. <https://www.bnamericas.com/es/reportajes/un-vistazo-a-los-proyectos-de-gasoductos-en-brasil>.

Bona, Paolo y Manlio Coviello

2016 *Valoración y gobernanza de los proyectos geotérmicos en América del Sur: una propuesta metodológica*. Santiago de Chile: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).

Campo Vázquez, Antonio

2019 *El mercado de las energías renovables en Bolivia*. La Paz: Oficina Económica y Comercial de la Embajada de España e ICEX España Exportación e Inversiones.

CEPAL - Comisión Económica para América Latina y el Caribe
CEPALSTAT Base de datos 1990-2022. <https://statistics.cepal.org>

CNDC – Comité Nacional de Despacho de Carga

Base de datos 2001-2023. <https://www.cndc.bo/estadisticas/anual.php>.

CNE – Comisión Nacional de Energía

s. f. Energía Maps. <https://energiamaps.cne.cl/>.

Colque, Gonzalo; José Luis Eyzaguirre y Efraín Tinta

2023 *Nexos entre clima, agricultura y deforestación: Cambio Climático en Santa Cruz*. La Paz: Fundación Tierra.

Dagnino Contreras, Valeria; Alicia Lerner, Julia Ambrosano, Daniel Costa, Sofía Borges y Diana Isaza

2023 *Latin America and the Caribbean Sustainable Debt. State of the Market 2022*. S.l.: Climate Bonds Initiative.

ENDE – Empresa Nacional de Electricidad

2022 *Memoria anual 2021*. www.ende.bo/memorias

2023 *Memoria anual 2022*. www.ende.bo/memorias

- Fernández, Miguel y Annelisse Martínez
 2020 *Análisis preliminar de proyectos hidroeléctricos en Bolivia, sus impactos ambientales y la complementariedad energética*. S.l.: Energética y World Wildlife Fund Bolivia.
- Galván, Daniel
 2022 *Mercado de carbono: Contexto global y regional*. Bonn: Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.
- García-Casals, Xavier y Emanuele Bianco
 2022 *Potential limitations of marginal pricing for a power system based on renewables*. Abu Dabi: IRENA.
- Gielen, Dolf y Martina Lyons
 2022 *Critical materials for the energy transition: Rare earth elements*. Abu Dabi: IRENA.
- Herrera, Luis Antonio e Israel Gutiérrez
 2021 *Análisis del Complejo Productivo de la Caña de Azúcar*. La Paz: Ministerio de Desarrollo Productivo y Economía Plural.
- IEA – International Energy Agency
 2020 *Projected Costs of Generating Electricity 2020*. Paris: IEA.
 2021 *World Energy Outlook 2021*. Paris: IEA.
 2023a *World Energy Outlook 2023*. Paris: IEA.
 2023b *Renewable Energy Market Update-June 2023*. Paris: IEA.
- INE – Instituto Nacional de Estadística.
 Base de datos. <https://www.ine.gob.bo/>.
- IRENA – International Renewable Energy Agency
 2019 *Renewable Energy Auctions: Status and trends beyond price*. Abu Dabi: IRENA.
 2021a *Renewable Power Generation Costs in 2020*. Abu Dabi: IRENA.
 2021b *The Renewable Spring: The interplay between finance and policy in the energy transition*. Abu Dabi: IRENA.
 2022a *Off-grid Renewable Energy Statistics 2022*. Abu Dabi: IRENA.

- 2022b INSPIRE Platform. <https://www.irena.org/INSPIRE>
- 2023a *World Energy Transitions-Outlook 2023: 1,5°C Pathway, Volume I and Volume II*. Abu Dabi: IRENA
- 2023b *Innovation Landscape for Smart Electrification: Decarbonising end-use Sectors with Renewable Power*. Abu Dabi: IRENA
- 2023c *Renewable energy statistics 2023*. Abu Dabi: IRENA

IRENA y CPI – Climate Policy Initiative

- 2023 *Global Landscape of Renewable Energy Finance 2023*. Abu Dabi: IRENA.

JICA – Agencia de Cooperación Internacional del Japón

- s.f. “Energías Renovables”. https://www.jica.go.jp/Resource/bolivia/espanol/activities/c8h0vm0000d50m8f-att/sector_07.pdf

JICA, Nippon Koei Co., Ltd. y Nippon Koei LAC Co., Ltd.

- 2015 *Estudio de Confirmación y Recolección de Datos sobre el Desarrollo Urbano, el Transporte Urbano, y la Prevención de Desastres para el Área Metropolitana de Santa Cruz*. Santa Cruz: JICA.

Lazard

- 2023 Levelized Cost of Energy. <https://www.lazard.com/>

Levy, Alberto; Jesús Tejeda y Lorena Di Chiara

- 2020 *Integración eléctrica regional: Oportunidades y retos que enfrentan los países de América Latina y el Caribe*. <https://doi.org/10.18235/0002129>

MHE – Ministerio de Hidrocarburos y Energías

- 2014a *Plan eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025 (PEE-PB-2025)*. La Paz: MHE.
- 2014b *Plan para el Desarrollo de las Energías Alternativas 2025*. La Paz: MHE.
- 2021 *Balance Energético Nacional 2006-2020*. La Paz: MHE.
- 2023a *Balance Energético Nacional a nivel Departamental 2021*. La Paz, Ministerio de Hidrocarburos y Energías.
- 2023b *Políticas de Energías Alternativas para el Sector Eléctrico en el Estado Plurinacional de Bolivia*. La Paz: MHE.

2023c *Proyecto Mejora del Acceso a Energía Sostenible en Bolivia*. La Paz: MHE.

Mirete García, Cristina

2022 *El mercado de las energías renovables en Bolivia*. La Paz: Oficina Económica y Comercial de la Embajada de España e ICEX España Exportación e Inversiones.

MMAyA – Ministerio de Medio Ambiente y Agua y APMT – Autoridad Plurinacional de la Madre Tierra

2021 *Contribución Nacionalmente Determinada (CND) del Estado Plurinacional de Bolivia. Actualización de las CND para el período 2021-2030 en el marco del Acuerdo de París*. La Paz: MMAyA y APMT.

MPD – Ministerio de Planificación del Desarrollo

2023 *Plan de Desarrollo Económico Social 2021-2025*. La Paz: MPD.

MPD, MMAyA, APTM y GIZ – Sociedad Alemana de Cooperación Internacional

2020 *Análisis del Estado de situación de la implementación de la Contribución Nacionalmente Determinada (CND) de Bolivia y recomendaciones para su actualización*. La Paz: MPD, MMAyA y GIZ.

Olade – Organización Latinoamericana de Energía

2022 *Estadística energética e información legal*. sieLAC. <https://sielac.olade.org/>

Osinergim - Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
Datos Abiertos y Seguimiento del Sector Energético Minero.
<https://dassem.osinergmin.gob.pe>

Plurinational State of Bolivia

2023 *Joint Mitigation and Adaptation for the Integral and Sustainable Management of Forests: A non-market approach proposal for the Amazon region*. Convenio Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático-UNFCCC. <https://unfccc.int/documents>.

Podestá, Andrea; María Silvina Eirin, Rubén Contreras Lisperguer y René Salgado Pavez

2022 “Políticas de atracción de inversiones para el financiamiento de la energía limpia en América Latina”. *Documentos de Proyectos* (LC/TS.2022/116). Santiago: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).

Procton, Alex

2024 *State of the Voluntary Carbon Market 2024: On the Path to Maturity*. Washington, DC: Forest Trends’ Ecosystem Marketplace.

Senapi – Servicio Nacional de Propiedad Intelectual

2024 Estadísticas. <https://www.senapi.gob.bo/estadisticas>.

Sullivan, Katie; Antoine Diemert, Carlos Córdova, Joseph Hoekstra, Constanze Haug, Stephanie Theuer, Alexander Eden, Stefano De Clara, Victor Ortiz Rivera, Frank Schroeder y Daniel Peon

2021 *Situación y tendencias de los mercados de carbono de cumplimiento y voluntarios en América Latina*. S.l.: Banco Interamericano de Desarrollo.

Swissinfo

2024 “Polémica en Bolivia por la sentencia constitucional que autoriza los mercados de carbono”. [https://www.swissinfo.ch/spa\(enteelectoral-de-bolivia-entrega-credenciales-a-los-nuevos-magistrados-electos/88658693.Suiza](https://www.swissinfo.ch/spa(enteelectoral-de-bolivia-entrega-credenciales-a-los-nuevos-magistrados-electos/88658693.Suiza).

Timilsina, Govinda R.

2020 *Demystifying the Costs of Electricity Generation Technologies*. Policy Research Working Paper No. 9303. Washington, DC: World Bank.

Anexos

Anexo 1

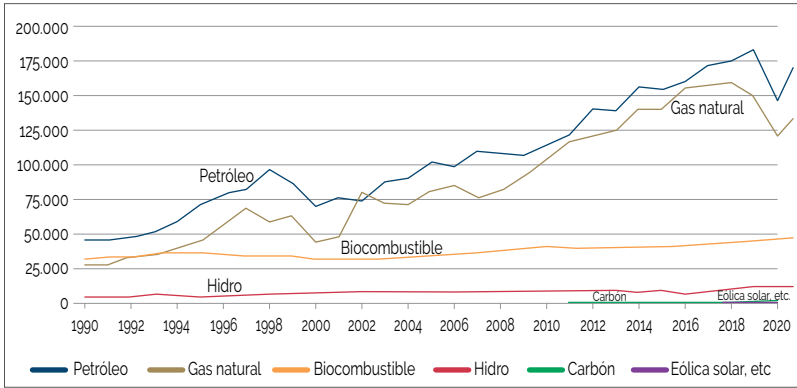
El siguiente cuadro proporciona una visión de la ruta crítica para la transición energética global, identificando áreas de acción, inversiones requeridas y metas que guiarán las políticas energéticas hacia un futuro sostenible. Asimismo, cabe resaltar que las metas están basadas en el plan de energía de los países miembros del G20, que en conjunto deben cumplir con más del 80% del valor de cada indicador.

Sector		Indicador	Años recientes	Progreso a 2030	Objetivo a 2050
Energía renovable	Electrificación con renovables	Participación de renovables en generación eléctrica	28%	68%	91%
		Adiciones de capacidad renovable	295 GW/año	975 GW/año	1.066 GW/año
		Adiciones anuales de solar FV	191 GW/año	551 GW/año	615 GW/año
		Adiciones anuales de energía eólica	75 GW/año	329 GW/año	335 GW/año
		Necesidades de inversión en generación RE	\$US 486 billones/año	\$US 1.300 billones/año	\$US 1.380 billones/año
		Necesidades de inversión para redes eléctricas y flexibilidad	\$US 274 billones/año	\$US 605 billones/año	\$US 800 billones/año
	Uso directo de fuentes renovables	Participación de renovables en consumo final de energía	17%	35%	82%
		Área de colectores solares térmicos	585 millones m²/año	1.552 millones m²/año	3.882 millones m²/año
		Uso moderno de bioenergía (uso directo)	21 EJ	46 EJ	53 EJ
		Consumo directo de geotermia	0,9 EJ	1,4 EJ	2,2 EJ
		Generación de calor distrital basada en renovables	0,9 EJ	4,3 EJ	13 EJ
		Necesidades de inversión en usos finales de renovables y calor distrital	\$US 13 billones/año	\$US 290 billones/año	\$US 210 billones/año

Sector	Indicador	Años recientes	Progreso a 2030	Objetivo a 2050
Eficiencia energética	Tasa de mejoras en intensidad energética	1,7%/año	3,3%/año	2,8%/año
	Necesidades de inversión para la conservación de energía y eficiencia	\$US 295 billones/año	\$US 1.780 billones/año	\$US 1.525 billones/año
Electrificación	Participación de electricidad directa en consumo final de energía	22%	29%	51%
	Buses eléctricos de pasajeros en circulación	10,5 millones	360 millones	2.180 millones
	Necesidades de inversión en infraestructura de carga de VE y apoyo a adopción de VE	\$US 30 billones/año	\$US 137 billones/año	\$US 364 billones/año
	Necesidades de inversión en bombas de calor	\$US 64 billones/año	\$US 237 billones/año	\$US 230 billones/año
Hidrógeno	Producción de hidrógeno limpio	0,7 Mt/año	125 Mt/año	523 Mt/año
	Capacidad de generación de hidrógeno	0,5 GW	428 GW	5.722 GW
	Necesidades de inversión en infraestructura de hidrógeno limpio y derivados	\$US 1.1 billones/año	\$US 100 billones/año	\$US 170 billones/año
Emisiones GtCO ₂	Emisiones mitigadas	0,042 GtCO ₂ capturados/año	2,2 GtCO ₂ capturados/año	7,0 GtCO ₂ capturados/año
	Necesidades de inversión en eliminación de carbono e infraestructura	\$US 6,4 billones/año	\$US 38 billones/año	\$US 107 billones/año

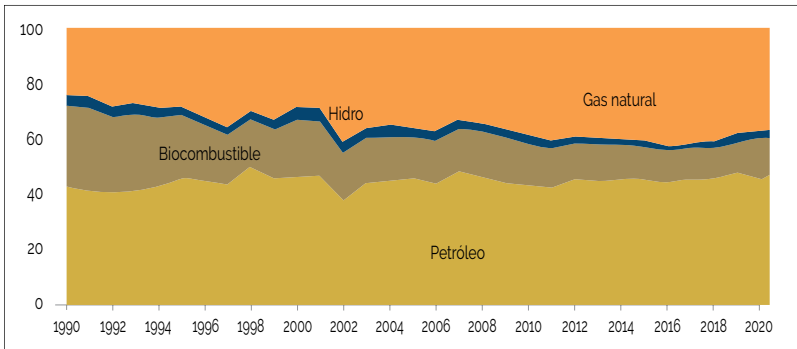
Anexo 2

Gráfico 1
Evolución de la oferta de energía primaria en Bolivia
(en TJ)



Fuente: Olade (<https://sielac.olade.org/>).

Gráfico 2
Evolución de la oferta de energía primaria en Bolivia
(en participación porcentual)



Fuente: Olade (<https://sielac.olade.org/>).

Anexo 3

En Bolivia, el desarrollo de un mercado eléctrico más orientado a la construcción de termoeléctricas que a la instalación de plantas de energías renovables pudo deberse a los costos de inversión inicial, que difieren según la tecnología. Normalmente, las termoeléctricas son las de más bajo costo, a lo que se puede sumar la infraestructura y las reservas probadas de gas natural que tenía el país. El artículo “Desmystifying the Costs of Electricity Generation Technologies”, de Timilsina (2020), presenta referencias (de diferentes fuentes) de costos de inversión inicial que incluyen la compra de terrenos, permisos, estudios de evaluación, ingeniería, procura y construcción, y otros costos asociados con la puesta en marcha de la planta.

Cuadro 1

CAPEX referencial por tipo de central eléctrica (\$US/kW) (valores aproximados obtenidos de estadísticas)

Fuente	Solar PV	Eólica	Termo CC	Termo GT	Geotermia	Hidroeléctrica	Nuclear	Biomasa
Mínimo								
Lazard (2019)	900	1100	700	700	3.950	n.d.	6.900	n.d.
IRENA (2020)	618	1.039	n.d.	n.d.	2.020	680	n.d.	422
IEA (2015)	1.005	1.287	673	536	1.602	1.282	2.805	630
Máximo								
Lazard (2019)	1.100	1.500	1.300	950	6.600	n.d.	12.200	n.d.
IRENA (2020)	2.794	2.482	n.d.	n.d.	7.280	4.138	n.d.	8.742
IEA (2015)	2.750	3.217	1.383	1.001	7.108	n.d.	6.668	9.298

n.d.: dato no disponible.

Fuente: Timilsina, 2020.

Timilsina también analiza el costo nivelado de la electricidad (LCOE), que es un conocido indicador clave para comparar la competitividad de diversas tecnologías de generación eléctrica. Su análisis considera estadísticas del costo de inversión, operación y mantenimiento (fijo y variable), factor de planta, tiempo de vida y precios de combustibles (para las termoeléctricas).

Cuadro 2
Otros datos utilizados para el cálculo del LCOE

	Factor de planta (%)	Vida económica (años)	Costos fijos de operación y mantenimiento (%)	Costos variables de operación y mantenimiento (\$US/MWh)	Precio del combustible (\$US/GJ)	Tasa de calor (GJ/MWh)
Solar PV	25%	20	1,1%		n.u.	n.u.
Eólica	35%	20	2,6%		n.u.	n.u.
Gas CC	85%	25	1,7%	3,25	7,5	5,9 - 7,3
Gas GT	85%	20	1,9%	5,62	7,5	8,0 - 10,5
Geotérmica	85%	25	4%	1,16	n.u.	n.u.
Hidro	55%	40	1,6%	1,39	n.u.	n.u.
Nuclear	90%	45	1,9%	4,60	0,8	11
Biomasa	75%	25	3,6%	5,50	0,9	11,6 - 14,2

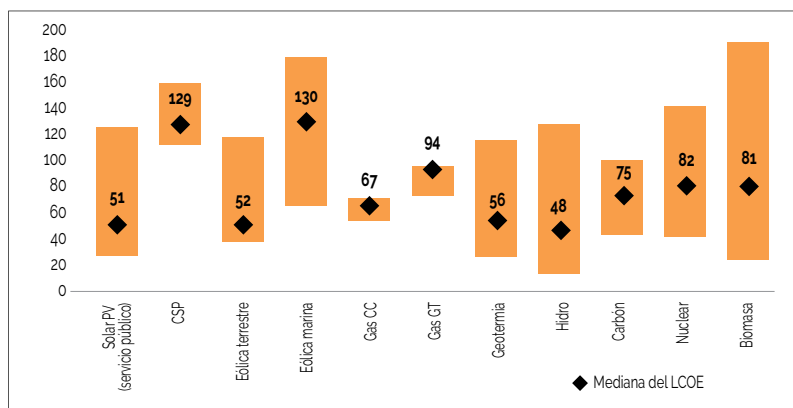
n.u.: no usado

Fuente: Timilsina, 2020.

Sus resultados indican que las tecnologías renovables tienen un LCOE más bajo que las tecnologías fósiles, en determinadas circunstancias; sin embargo, cuando tienen un LCOE más alto, es muy importante aplicar incentivos.

Gráfico 1

Rango LCOE para los valores máximos y mínimos de los costos de capital cuando otras variables de entrada están estandarizadas (en \$US/MWh)



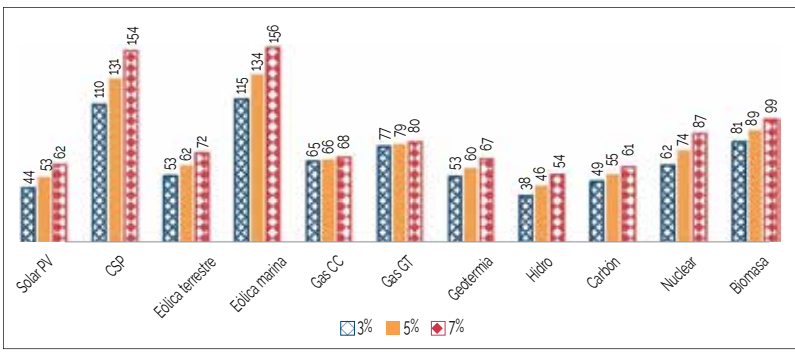
Fuente: Timilsina, 2020.

Timilsina presenta otros escenarios que varían el impacto de la tasa de descuento: el costo de capital, cambios en los precios de combustibles fósiles, tiempo de vida del proyecto y factor de planta. La variable tasa de descuento representa la tasa de interés utilizada para descontar flujos de efectivo futuros a su valor presente. Los proyectos renovables tienen costos de inversión inicial altos, pero sus costos operativos y de mantenimiento (OyM) son relativamente bajos, lo que significa que gran parte de los gastos se realiza al inicio y que los beneficios se distribuyen a lo largo del tiempo. En cambio, las termoeléctricas tienen costos iniciales más bajos, pero costos operativos

elevados debido al combustible (carbón, gas, petróleo) y al mantenimiento continuo. Esta tasa de descuento igualmente se relaciona con la estabilidad futura (precio del combustible), vida útil y, si el Gobierno la considera, también con los beneficios sociales y ambientales.

En el gráfico 2 se presenta solo el escenario en el que varía el impacto en la tasa de descuento. Se observa que las variaciones de este indicador, de 3%, 5% y 7%, reducen el valor LCOE en las energías renovables. En cambio, el impacto es mínimo en las termoelectricas de ciclo combinado (CC) y de turbinas de gas (GT). Por otra parte, en el gráfico 3 se agregan valores LCOE de proyectos ofertados y/o firmados mediante subastas PPA, los cuales lograron precios más bajos que los estimados estadísticamente.

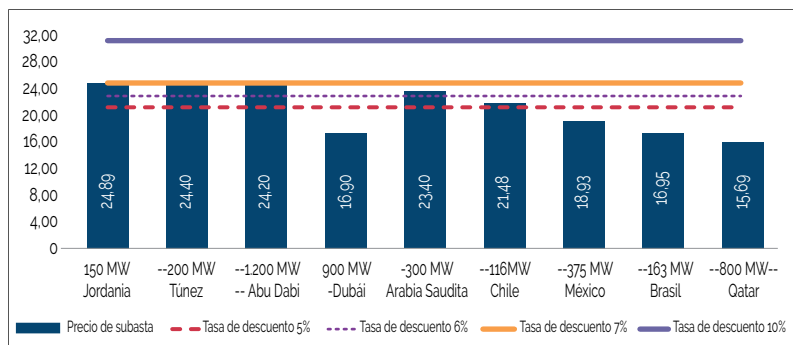
Gráfico 2
Sensibilidad del LCOE con la tasa de descuento (\$US/MWh)



Fuente: Timilsina, 2020.

Gráfico 3

LCOE con condiciones favorables y precios de subasta de energía solar fotovoltaica (\$US/MWh)



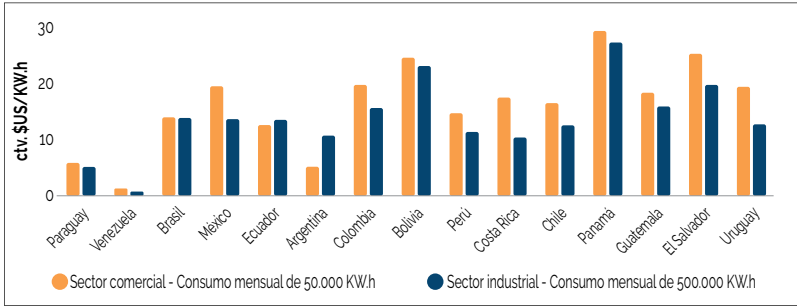
Fuente: Timilsina, 2020.

Asimismo, otros autores (Lazard, 2023; IEA, 2020; IRENA, 2021a), utilizando diferentes formas de análisis y bases de datos, obtienen valores del costo nivelado de energía LCOE bastante similares entre ellos. Además, añaden otras variabilidades que pueden existir ya sea por impulsar a las energías renovables o por las variaciones en los precios de los combustibles fósiles. Uno de estos resultados se muestra en el gráfico 1 (LCOE por tecnología de generación).

Anexo 4

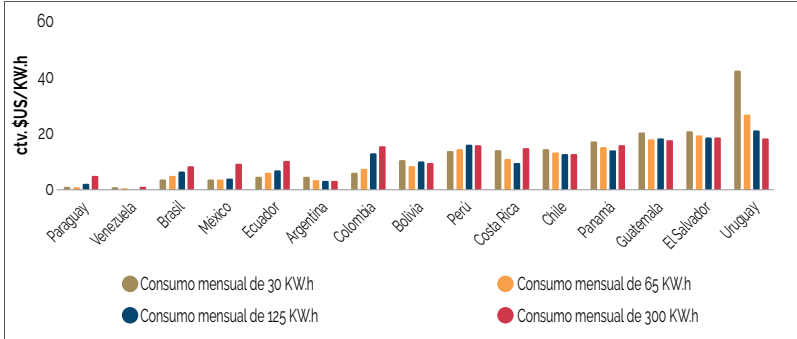
El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergrim) de Perú presenta estudios comparativos de las tarifas de electricidad en Latinoamérica.

Gráfico 1
Tarifas eléctricas industriales y comerciales en Latinoamérica
(4to trimestre de 2021)



Fuente: Datos Abiertos y Seguimiento del Sector Energético Minero de Osinergrim (<https://dassem.osinergrim.gob.pe>).

Gráfico 2
Tarifas eléctricas residenciales en Latinoamérica
(4to trimestre de 2021)



Fuente: Datos Abiertos y Seguimiento del Sector Energético Minero de Osinergrim (<https://dassem.osinergrim.gob.pe>).

Anexo 5

Información relevante de instalaciones de generación distribuida al 2024.

Gráfico 1
Generadores Distribuidos por departamentos y categoría

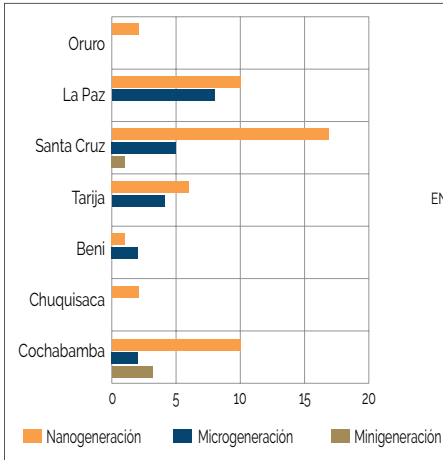
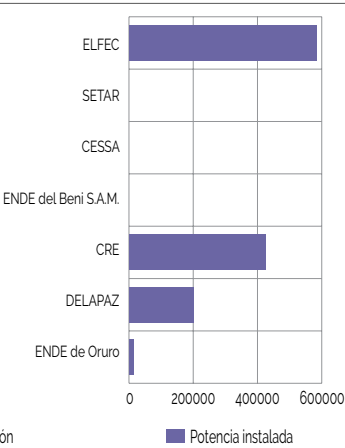
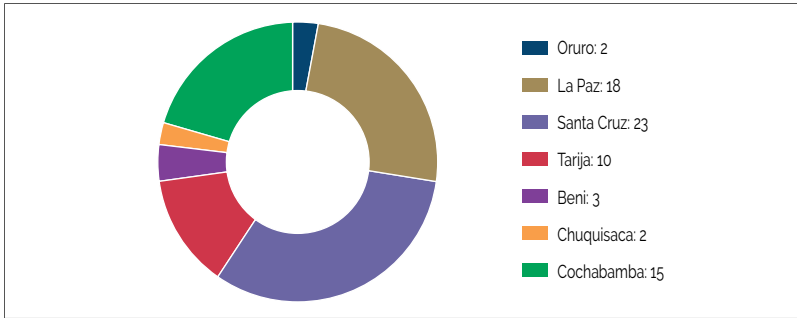


Gráfico 2
Potencia instalada por compañía eléctrica (kW)



Fuente: gendis2.aetn.gob.bo/gd/geovisor.

Gráfico 3
Generadores Distribuidos por departamento



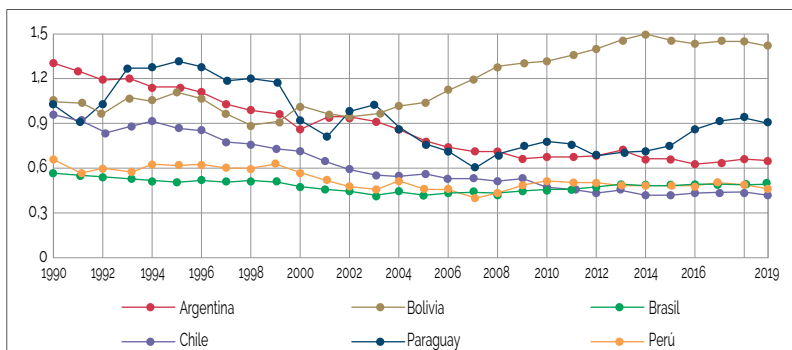
Fuente: gendis2.aetn.gob.bo/gd/geovisor.

Anexo 6

A continuación, se presenta los comportamientos de intensidad energética en diferentes consumidores de Bolivia y países vecinos.

Gráfico 1

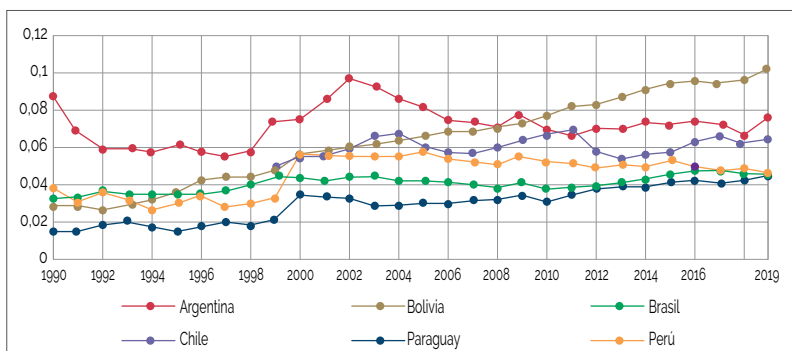
Intensidad energética del sector transporte por miles de \$US PIB (tep/MPIB-2010)



Fuente: CEPAL, Naciones Unidas.

Gráfico 2

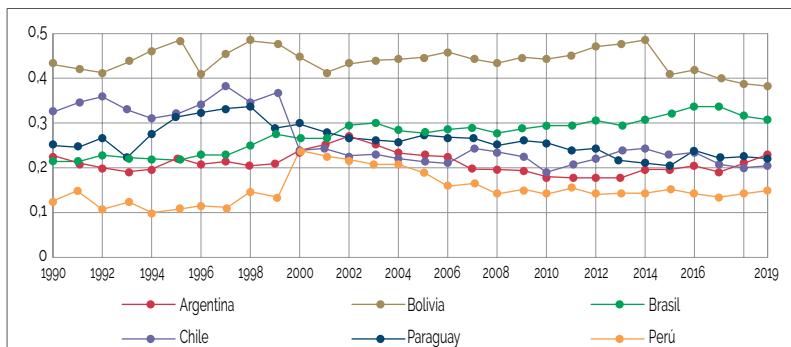
Intensidad energética del sector comercial por miles de \$US PIB (tep/MPIB-2010)



Fuente: CEPAL, Naciones Unidas.

Gráfico 3

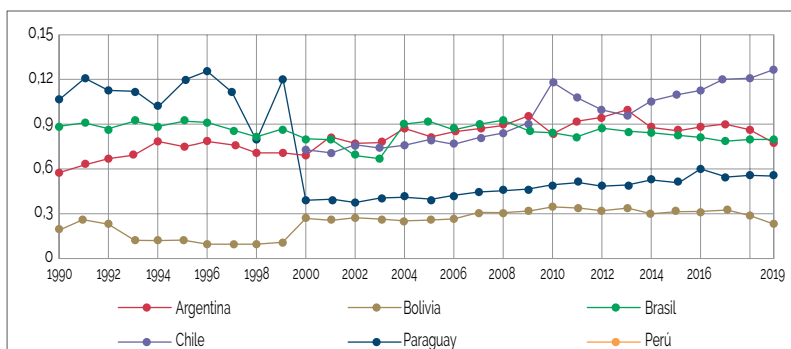
Intensidad energética del sector industrial por miles de \$US PIB
(tep/MPIB-2010)



Fuente: CEPAL, Naciones Unidas.

Gráfico 4

Intensidad energética del sector agropecuario, pesca y minería por miles de \$US PIB (tep/MPIB-2010)

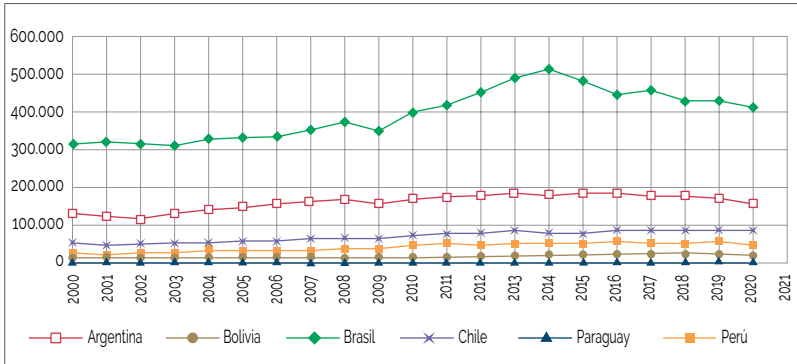


Fuente: CEPAL, Naciones Unidas

Anexo 7

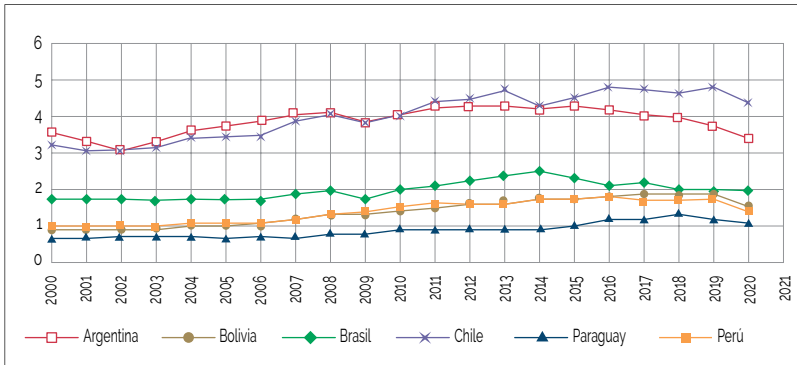
A continuación, se presentan algunos indicadores socioeconómicos y su evolución para referencia de la situación de equidad en Bolivia.

Gráfico 1
Emisiones CO₂ (kt)



Fuente: elaboración propia con base en Datos de libre acceso del Banco Mundial (<https://datos.bancomundial.org/>).

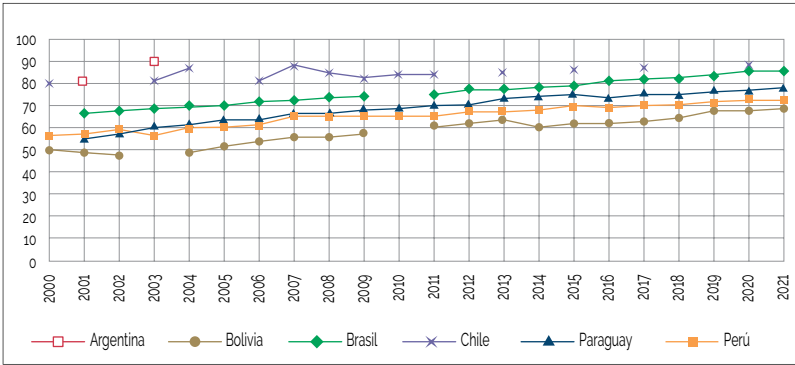
Gráfico 2
Emisiones CO₂ per cápita (toneladas métricas/habitantes)



Fuente: elaboración propia con base en Datos de libre acceso del Banco Mundial (<https://datos.bancomundial.org/>).

Gráfico 3

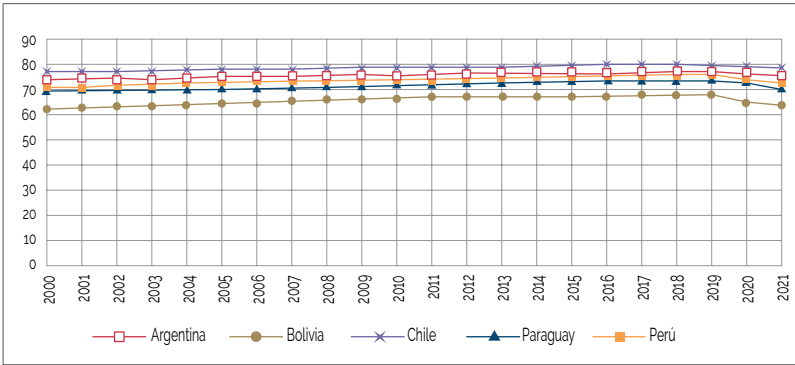
Porcentaje de la población con curso de primaria vencida, total (%)



Fuente: elaboración propia con base en Datos de libre acceso del Banco Mundial (<https://datos.bancomundial.org/>).

Gráfico 4

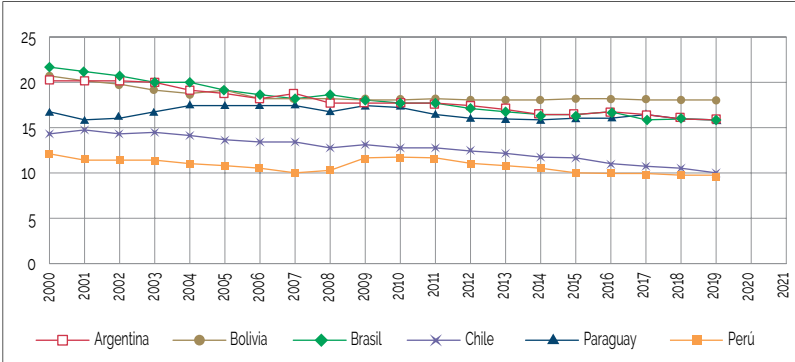
Expectativa de vida (años)



Fuente: elaboración propia con base en Datos de libre acceso del Banco Mundial (<https://datos.bancomundial.org/>).

Gráfico 5

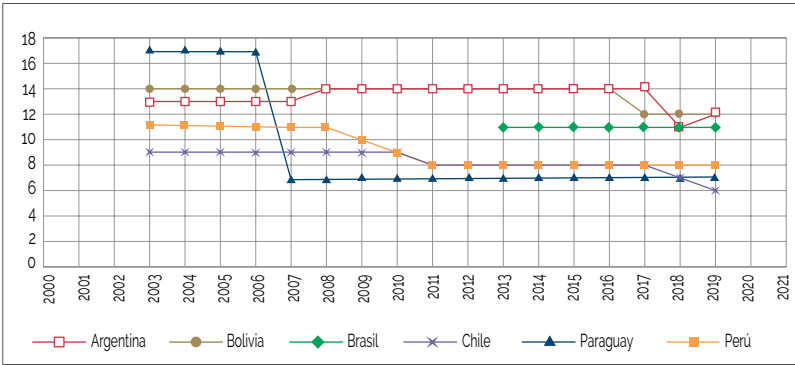
Mortalidades asociadas a enfermedades crónicas no contagiosas entre las edades de 30 y 70 años (%)



Fuente: elaboración propia con base en Datos de libre acceso del Banco Mundial (<https://datos.bancomundial.org/>).

Gráfico 6

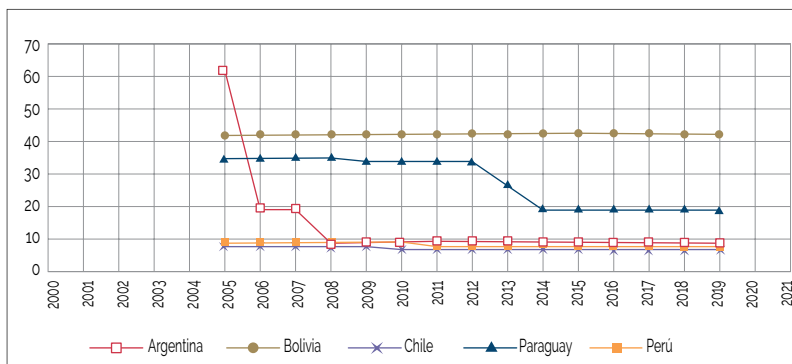
Trámites de puesta en marcha para registrar una empresa nueva (cantidad)



Fuente: elaboración propia con base en Datos de libre acceso del Banco Mundial (<https://datos.bancomundial.org/>).

Gráfico 7

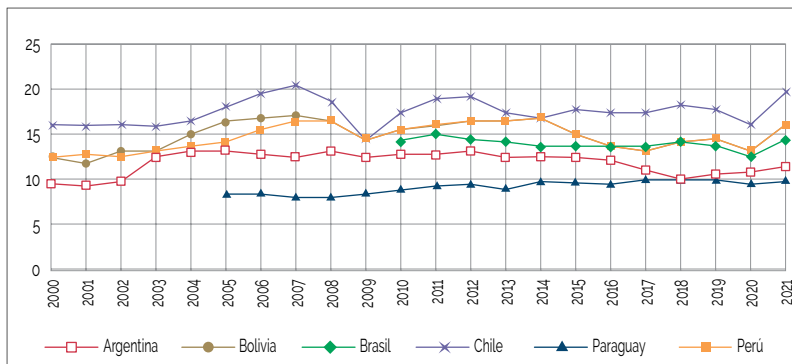
Pagos de impuestos (cantidad)



Fuente: elaboración propia con base en Datos de libre acceso del Banco Mundial (<https://datos.bancomundial.org/>).

Gráfico 8

Impuestos tributarios (% del PIB)

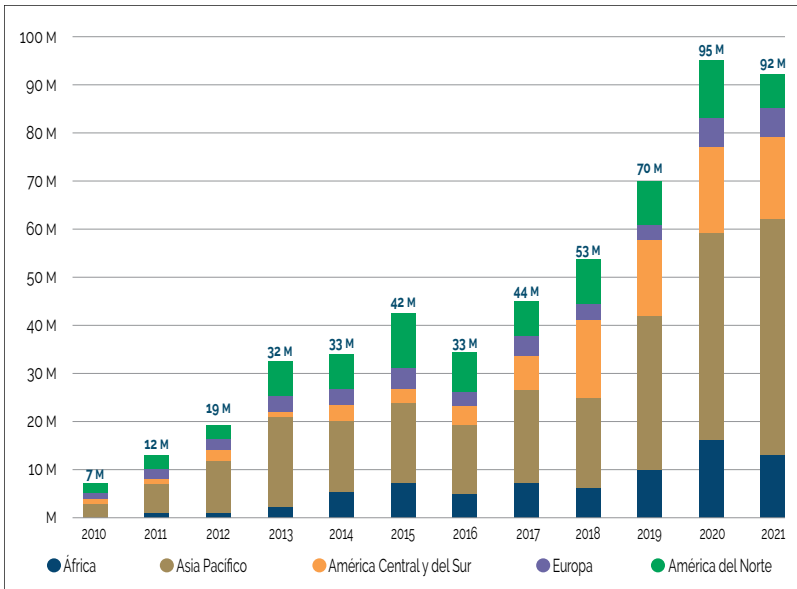


Fuente: elaboración propia con base en Datos de libre acceso del Banco Mundial (<https://datos.bancomundial.org/>).

Anexo 8

Gráfico 1

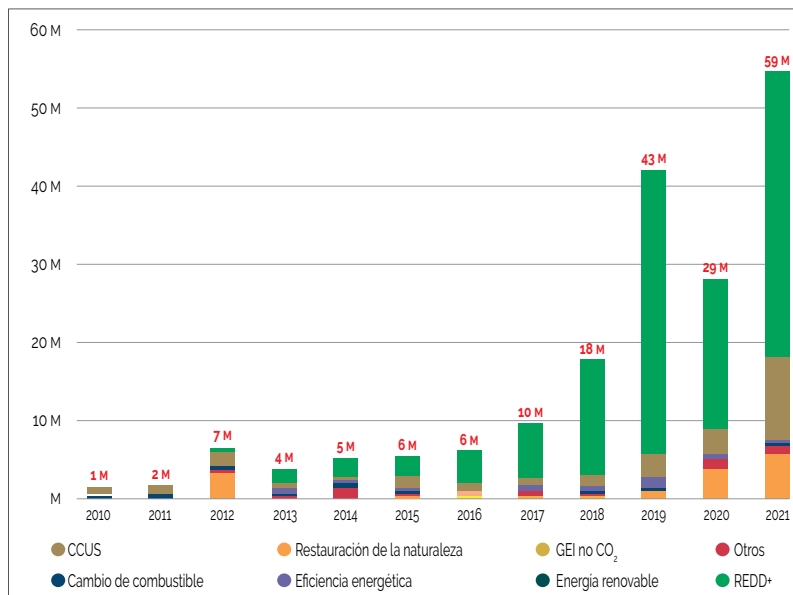
Desglose de los créditos retirados por región (tCO₂e)



Fuente: Sullivan *et al.*, 2021.

Gráfico 2

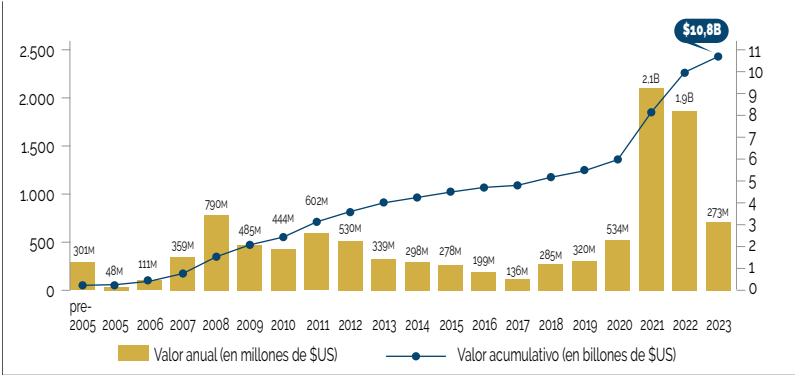
Desglose de los créditos emitidos por tipo de proyecto en América Latina (tCO₂e)



Fuente: Sullivan *et al.*, 2021.

Gráfico 3

Tamaño del Mercado Voluntario de Carbono, por valor de los créditos de carbono comercializados, antes de 2025 a 2023



Fuente: Procton, 2024.

Un proceso de transición energética justa implica el cambio de un modelo energético basado en combustibles fósiles a otro modelo energético sostenible y bajo en carbono. Lo que se quiere es que ese proceso se dé con equidad entre todas las partes de la población, gobierno, empresa privada, entre otros actores y sectores involucrados.

En el contexto actual, en el que se observa una creciente demanda energética y también el aumento de las presiones ambientales globales, Bolivia enfrenta desafíos significativos y oportunidades estratégicas en el sector energético. Esta publicación busca contribuir al análisis y debate al respecto.



Con el apoyo de:

