

plataforma



energética

31

Publicación de la Plataforma Energética • Año X • La Paz, junio de 2021 • N°



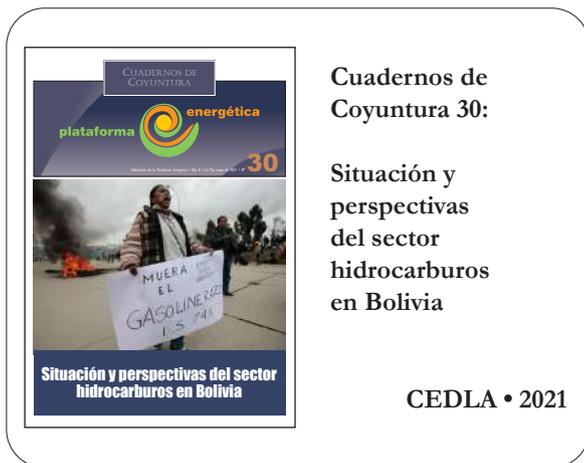
# Evaluación de los planes energéticos nacionales desde la perspectiva de la transición energética

Desde hace varios años, el Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario (CEDLA) viene promoviendo diferentes actividades a nivel nacional y regional, como también la publicación de documentos, referidos a la transición energética y, en ese marco, al desarrollo de energías alternativas; todo esto con el objetivo de proporcionar información sobre el tema que contribuya a un debate respecto a este proceso.

En Bolivia, la transición energética está centralizada en el uso extensivo de gas natural que, en cuanto al medio ambiente, es contrario a los compromisos de descarbonización del Acuerdo de París (COP21) del año 2015. En esa línea, los autores de este nuevo número de *Cuadernos de Coyuntura*, Danny Revilla y Marco Rodríguez, realizan una evaluación de los planes energéticos nacionales desde la perspectiva de la transición energética y plantean que el desarrollo de energías alternativas en el país, como parte de esa transición, está necesariamente vinculado a la búsqueda de una matriz energética más equilibrada, de manera que contribuya a la descarbonización del sector; como también a la búsqueda de la eficiencia energética.

Con esta publicación, el CEDLA busca contribuir a este debate a partir de la presentación de datos relevantes y un análisis que ayude a orientar mejor la planificación energética nacional.

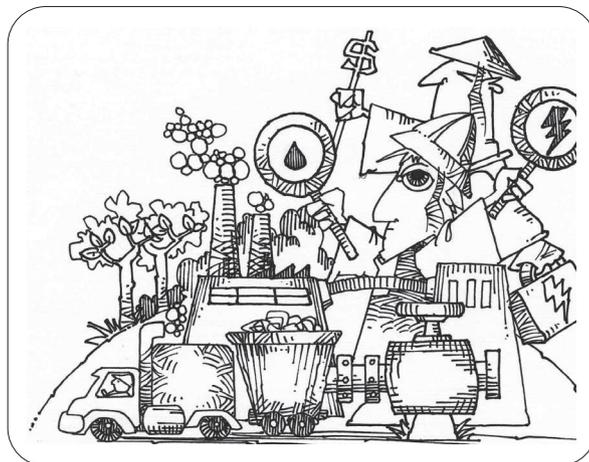
Javier Gómez Aguilar  
Director Ejecutivo  
CEDLA



Cuadernos de Coyuntura 30:

Situación y perspectivas del sector hidrocarburos en Bolivia

CEDLA • 2021



Director Ejecutivo:  
Javier Gómez Aguilar

Escriben:  
Danny Revilla Vargas  
Marco A. J. Rodríguez C.

Producción editorial:  
UCGI - CEDLA

Edición:  
Marcelo Columba

Diagramación:  
Jorge Olmos Durán

Ilustración:  
Gonzalo Llanos

Fotografías:  
Min. de Comunicación,  
CBHE, ABI, ENDE, ADC



Con el apoyo de



Esta publicación fue elaborada por el Centro de Estudios para el Desarrollo Laboral y Agrario (CEDLA) y cuenta con el valioso apoyo de la Embajada de Suecia, en el marco del Programa: "CEDLA, Enhanced Knowledge for Action: MPDA and the Sustainable Use of Natural Resources".

Las opiniones y orientación presentadas son de exclusiva responsabilidad de los autores y no necesariamente son compartidas por las instituciones y/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.

Visítanos [www.plataformaenergetica.org](http://www.plataformaenergetica.org)

Síguenos en:



# Evaluación de los planes energéticos nacionales desde la perspectiva de la transición energética

*Danny Miguel Revilla Vargas  
Marco Antonio J. Rodríguez C.*

## RESUMEN

El presente documento tiene el propósito de despertar conciencia e interés en el gobierno, la población y demás entes relacionados para que se puedan sumar los esfuerzos en mejorar la calidad de acceso a la energía con costos asequibles. El documento está centrado en datos que nos permiten expresar ciertos aspectos que pueden ser mejorados en la planificación energética nacional; dado que Bolivia se encuentra en una etapa de transformación estos elementos deben ser reformulados y actualizados por las nuevas autoridades tomando en cuenta la situación global.

En base a los registros, la transición energética ha sido centralizada en el uso extensivo de gas natural en domicilios, transporte y generadoras, sin evidenciar un crecimiento importante en el sector industrial a partir de 2014. La demanda eléctrica tiene excedentes de generación, sin embargo, las cantidades pueden no ser atractivas para un volumen de comercialización perdurable.

En referencia al medio ambiente, la transición energética que centraliza el uso de gas natural es contrario a los compromisos de descarbonización bajo el acuerdo de París COP21 llevado a cabo el 2015. Diferentes organismos multilaterales han tenido importantes acercamientos con el gobierno central en diferentes etapas, sin embargo, los avances no son visibles a la luz pública.

El país y el mundo están viviendo una coyuntura que todavía no tiene fecha de conclusión, la situación post pandemia todavía es incierta y el país apenas está saliendo de una etapa crítica desde el punto de vista político, por lo cual es de suma importancia que el gobierno actual realice el análisis y reflexión sobre el mercado energético e industrial del país. Si bien el sector es amplio y muy especializado, es necesario reconocer la problemática en toda su dimensión, con su fuerte vinculación al sector de hidrocarburos

fundamentalmente y proponer diferentes alternativas para la toma de decisiones.

Considerando los elementos analizados, la situación del sector presenta retos importantes, la necesidad de abrir un debate con los actores más importantes debía permitir ajustar las acciones en el corto, mediano y largo plazo. Dicha tarea debe realizarse de manera inmediata, a fin de revertir y reencauzar las acciones que se debe asumir a nivel de gobierno central y gobiernos subnacionales para optimizar el rendimiento económico con una menor cantidad de energía utilizada (eficiencia energética), y cuidando el medio ambiente para tener buena calidad de vida sostenible a largo plazo.

## INTRODUCCIÓN

El sector de energético es estratégico para el desarrollo de un país, porque provee uno de los insumos esenciales para todos los sectores de la economía, además de representar también un servicio básico para el bienestar de los ciudadanos. La energía eléctrica provee del elemento fundamental para todo proceso productivo y para la vida misma en sus elementos esenciales, hoy en día, no se puede concebir cualquier actividad humana diaria sin esta energía.

El presente artículo busca analizar algunos de los principales elementos que ayuden a definir un panorama general del estado del sector eléctrico en el país, a la luz de los avances y retos surgidos de la implementación de las políticas públicas y los planes definidos desde el 2013. Especial énfasis se tiene en el desarrollo de la transición hacia el uso de las fuentes de energía alternativa, de acuerdo a las prioridades establecidas por la agenda global en el sector y los compromisos asumidos para la reducción de la emisión de gases de efecto invernadero como medida para evitar el calentamiento global y sus consecuencias en el comportamiento del clima.

En este marco, se realizó una investigación para determinar el estado de avance de los proyectos de inversión en la etapa de generación y determinar la matriz energética, establecer la oferta y demanda, además de su comportamiento con el fin de identificar las brechas que deberían llevar a tomar decisiones sobre inversión y medidas para modelar el comportamiento de la demanda. De esta manera, se analizó la estructura tarifaria para las categorías de usuarios y determinar las limitaciones u oportunidades para realizar ajustes en beneficio de una estrategia que asegure la rentabilidad del sector y también permita oportunidades para el incentivo a sectores como la industria.

El desarrollo de energías alternativas está vinculado a la búsqueda de una matriz más equilibrada, que contribuya a la descarbonización del sector y la búsqueda de la eficiencia energética. En el desarrollo de estos tópicos se presentan indicadores comparativos que contribuyen a formar un criterio sobre el nivel de eficiencia energética alcanzada, y también se presentan algunas medidas iniciales de incentivo que favorecerían el desarrollo de las energías alternativas.

## POTENCIA INSTALADA Y GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El Plan Nacional Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025 (PNE), publicado en enero de 2014, definió los proyectos en el sector y las expectativas de crecimiento en la demanda de energía interna del mercado nacional. El inciso 4.5 del mencionado documento establecía lo siguiente:

La Energía Incremental demandada para el periodo 2013-2025 alcanza un total de 13.737 GWh de

energía y 2.114 MW de potencia, de los cuales el 43% corresponde a la demanda del sector productivo, el 39% para atender el crecimiento vegetativo de las empresas distribuidoras y consumidores no regulados, el 10% para la interconexión de los sistemas aislados al SIN [Sistema Interconectado Nacional] y el restante 8% para atender los requerimientos de cobertura (Ministerio de Hidrocarburos y Energía del Estado Plurinacional de Bolivia, 2014a: 80).

Por su parte, el objetivo establecido en el Plan para el Desarrollo de Energías Alternativas 2025 (PDEA), publicado en noviembre 2014, consideraba que: “El desarrollo de la generación eléctrica garantiza como mínimo un 4% de participación de estas fuentes de energía en la matriz energética del SIN al año 2025” (Ministerio de Hidrocarburos y Energía del Estado Plurinacional de Bolivia, 2014b: 67).

Para cumplir con las demandas incrementales proyectadas, el PNE incluyó en su cartera nuevos proyectos de generación eléctrica. La Tabla 1 y la Figura 1 resumen el avance de los proyectos a marzo de 2021; se aprecia un considerable avance del 51% de lo planificado, fundado por el avance del 93% en termoeléctricas y 15% en hidroeléctricas. Asimismo, las Energías Alternativas (EA) tienen una potencia instalada del 39% adicional a lo esperado en el PNE al 2025, debido a un mayor número de proyectos fotovoltaicos implementados. Los proyectos de EA fueron promovidos por la cooperación extranjera, mientras el gobierno central priorizó con recursos del Banco Central de Bolivia (BCB) el desarrollo de las plantas termoeléctricas principalmente (véase tabla 1, figura 1).

**TABLA I**  
**TOTAL POTENCIA INSTALADA DE PROYECTOS PLANIFICADOS Y SU ESTADO ACTUAL (MW<sup>1</sup>)**

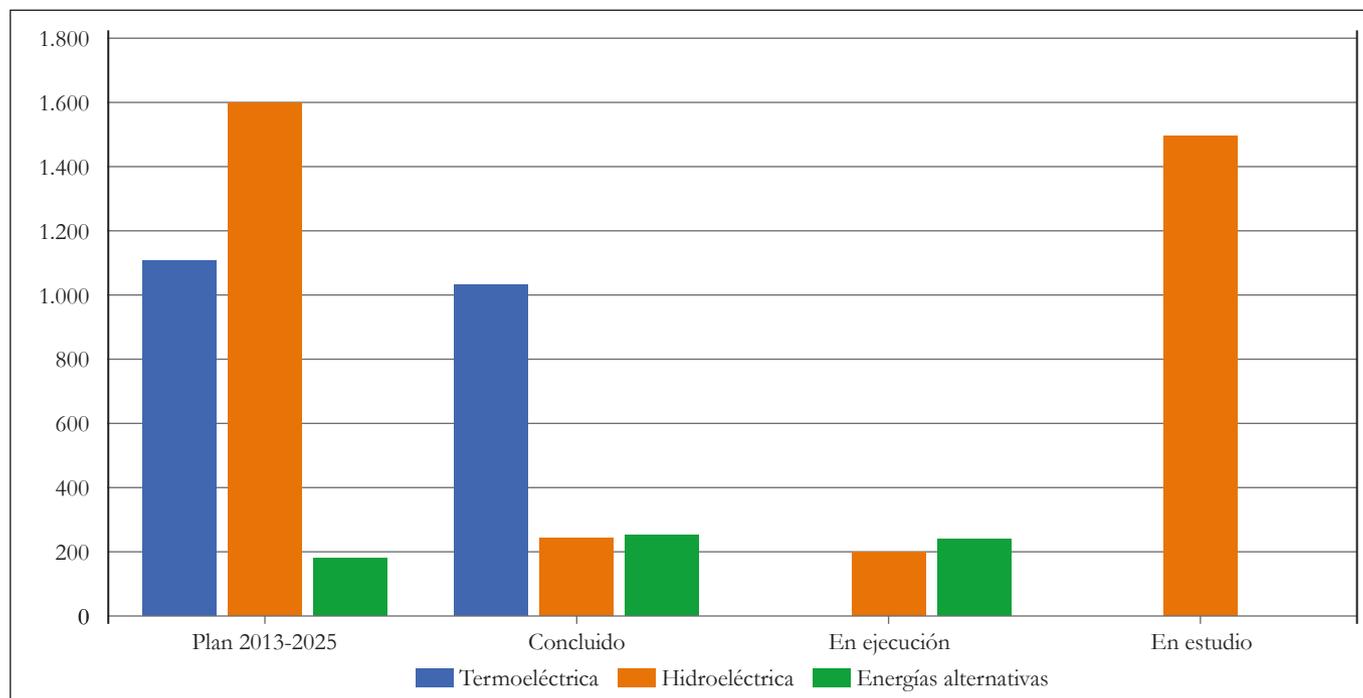
Fuente	Objetivo Plan 2025	Proyectos concluidos	Proyectos en ejecución	Proyectos en estudio <sup>2</sup>
Termoeléctricas	1.108	1.032		
Hidroeléctricas	1.599	244	203	1.496
Energías alternativas	183	204	237	
<b>TOTAL</b>	<b>2.890</b>	<b>1.480</b>	<b>440</b>	<b>1.496</b>
Hidroeléctricas de gran envergadura	5.552			7.738

Fuente: elaboración propia a partir de diferentes fuentes: aetn.gob.bo, ende.bo, cndc.bo, evh.bo, ofep.gob, Anuario Estadístico AETN (2019), Rendición Pública de Cuentas ENDE (2019).

1 MW corresponde a 10<sup>6</sup> W.

2 En estudio: proyectos en etapa de pre-inversión, ingeniería básica, en busca de financiadores y/o en proceso del estudio de impacto ambiental. En ejecución: Proyectos en construcción. Concluido: Proyectos terminados.

**FIGURA I**  
**HISTOGRAMA DEL TOTAL POTENCIA INSTALADA DE PROYECTOS PLANIFICADOS Y SU ESTADO ACTUAL**  
 (en MW)



Fuente: elaboración propia a partir de diferentes fuentes: aetn.gob.bo, ende.bo, cndc.bo, evh.bo, ofep.gob, Anuario Estadístico AETN (2019), Rendición Pública de Cuentas ENDE (2019).

Los proyectos fotovoltaicos inicialmente propuestos en el plan estaban ubicados en Pando, La Paz y Oruro, sin embargo, a la fecha los proyectos concluidos alcanzan 171MW de potencia instalada en los departamentos de Potosí (Uyuni), Oruro (Ancotanga), Pando (Cobija), Tarija (Yunchara) y varios otros en Santa Cruz, promovidos por los fondos de cooperación extranjera y contrapartes nacionales. En cuanto a los proyectos eólicos, solo el proyecto en Qollpana se concluyó, logrando 27MW de potencia instalada a la fecha, los proyectos en Ventolera y Warnes están en ejecución. En relación al proyecto geotérmico, inicialmente planificado para 100MW con el apoyo de la Agencia de Cooperación Internacional del Japón (JICA), a la fecha se está construyendo una planta piloto de 5MW con fondos propios del gobierno, mientras el proyecto original está retornando a la planificación después de la suspensión parcial de la misma. Con relación a la fuente de biomasa, la azucarera de San Buenaventura instaló una planta de 6MW. Como se muestra en la Tabla 2, en total se concluyó 204MW de EA y 237MW están en ejecución. En

estos datos, no se incluyen las plantas privadas instaladas por los ingenios azucareros privados por el acceso a esa información, pero representan montos no significativos y para autoconsumo en su mayoría.

**TABLA 2**  
**TOTAL ENERGÍAS ALTERNATIVAS POTENCIA INSTALADA DE PROYECTOS PLANIFICADOS Y SU ESTADO ACTUAL (en MW)**

Fuente	Objetivo Plan 2025	Proyectos concluidos	Proyectos en ejecución
Solar	20	171	
Eólica	53	27	132
Geotérmica	100	0	105
Biomasa	10	6	

Fuente: elaboración propia a partir de diferentes fuentes: aetn.gob.bo, ende.bo, cndc.bo, evh.bo, ofep.gob, Anuario Estadístico AETN (2019), Rendición Pública de Cuentas ENDE (2019).

A partir de los datos de la Autoridad de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) y la Cámara Nacional de Despacho de Carga (CNDC) se elaboró la Tabla 3. En esta tabla se comparó la potencia instalada de diciembre de 2013 a diciembre de 2019 (6 años), periodo en el cual estuvo cerca de duplicar la potencia instalada, fundamentalmente, por el crecimiento en tres cuartas partes de la capacidad provista por las plantas termoeléctricas, las fuentes eólicas y solar que aportaron con cerca del 10% del incremento total.

**TABLA 3**  
**POTENCIA INSTALADA AL 2013 Y 2019**  
(en MW)

Tipo de generación	2013	2019
Termoeléctricas	1.172	2.305
Hidroeléctricas	485	729
Solar	0	171
Eólicas	0	27
Biomasa	0	6
Geotermia	0	0
<b>Total</b>	<b>1.657</b>	<b>3.238</b>

Fuente: elaboración propia a partir de los datos de la Autoridad de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN) y la Cámara Nacional de Despacho de Carga (CNDC).

Comparando el histórico de 2013 a 2020 en relación a la Demanda de Potencia Prevista, Demanda de Potencia Real y Capacidad Instalada, se hace evidente en la Figura 2 que, durante todo el periodo, existió en el país una sobreoferta de energía eléctrica, dado el potencial de fuentes de energía, la capacidad instalada y el objetivo de convertirse en exportador de electricidad. En relación al PNE y a la política sectorial del gobierno central, lo que parece extraño y sin la evaluación de largo plazo es considerar las termoeléctricas como la principal fuente de generación del excedente eléctrico para la exportación, en especial considerando que actualmente hay campos y megacampos gasíferos que están en declive mientras la industria nacional (minera, metalurgia, textil, alimentos y bebidas) demandaría grandes cantidades de Gas Natural (GN) y energía; factores primordiales que ponen en duda las garantías de autoabastecimiento al mercado interno y la estabilidad económica a largo plazo, esto y varias desventajas que se relacionan con la inseguridad energética de fuentes mixtas.

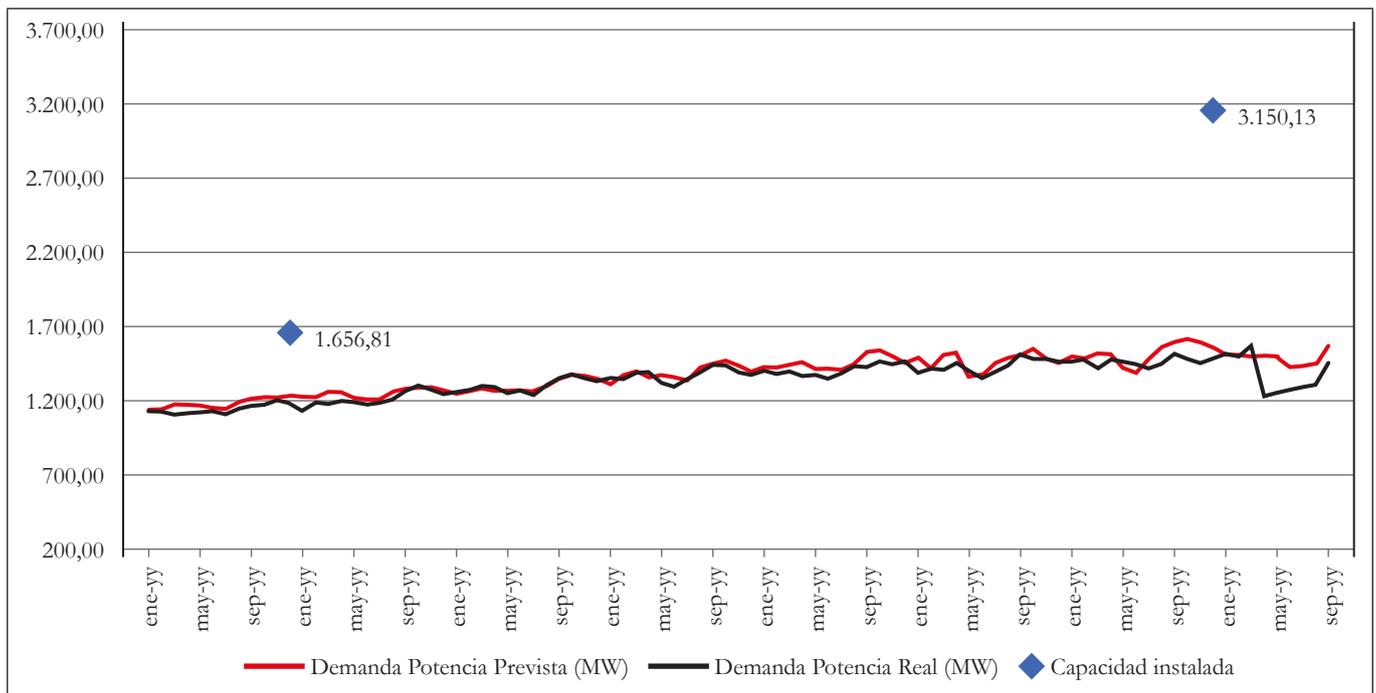
En el aspecto económico, el gobierno también debe considerar que la electricidad es un commodity energético básico, que las pérdidas de carga en líneas, nodos y subestaciones pueden ser grandes dependiendo de la distancia entre la planta de generación al punto de entrega, asimismo, las evaluaciones económicas deberían ser comparables con la tarifa de exportación de GN y no con el precio subvencionado en el mercado interno.

A la fecha, la generación eléctrica bruta rodea los 800GWh<sup>3</sup> por mes, excepto durante el periodo de febrero a junio del 2020 afectado por la crisis sanitaria (Figura 2). Se observa que la demanda de energía tuvo un comportamiento similar al de la economía, reflejada en el comportamiento del Producto Interno Bruto (PIB): en el periodo de 2003 a 2016 tuvo el mayor incremento anual en el rango de 5% a 10% interanual; en el periodo de 2017 a 2019 los incrementos anuales fueron menores, de 2% a 3%. El 2020 y parte del 2021 se estima un rango mínimo o inexistente de crecimiento en la demanda de energía a raíz del impacto de la pandemia de COVID-19; esta demanda, al igual que la economía, ha experimentado un periodo de decrecimiento esperando que a fines de 2021 o inicios de 2022 las actividades y la economía se recuperen.

Desglosando la generación de energía por tipo de fuente, la Figura 4 ilustra la generación y despacho de energía eléctrica ofertada de forma coordinada entre las termoeléctricas, hidroeléctricas y EA. El factor de carga es la relación de la energía entregada entre la potencia instalada por el tiempo. En Bolivia las hidroeléctricas operan entre el 40% y el 65% de su capacidad instalada, las EA (eólica y solar) entre el 18% y el 30%, ambos dentro del rango común para los proyectos hidro y alternativos respectivamente. Al contar con fuentes de energías renovables, los costos operativos son menores por lo cual el aprovechamiento es maximizado. En cambio, las termoeléctricas suman la capacidad instalada de 2.305MW (ver Tabla 3) que considerando su generación mensual (Figura 4), estimamos que el factor de carga rodea el 32% (en sus mejores cifras entre el 2019 y 2020), cuando el valor normal esperado es del 60% para la rentabilidad económica sostenible de las termoeléctricas; esta tecnología depende de combustibles fósiles no renovables cuyos costos operativos son más altos por lo cual su uso tiene tendencia a minimizar, entrando en operación en los picos o ante la existencia de altas demandas que no podrían ser cubiertas por EA y/o hidroeléctricas.

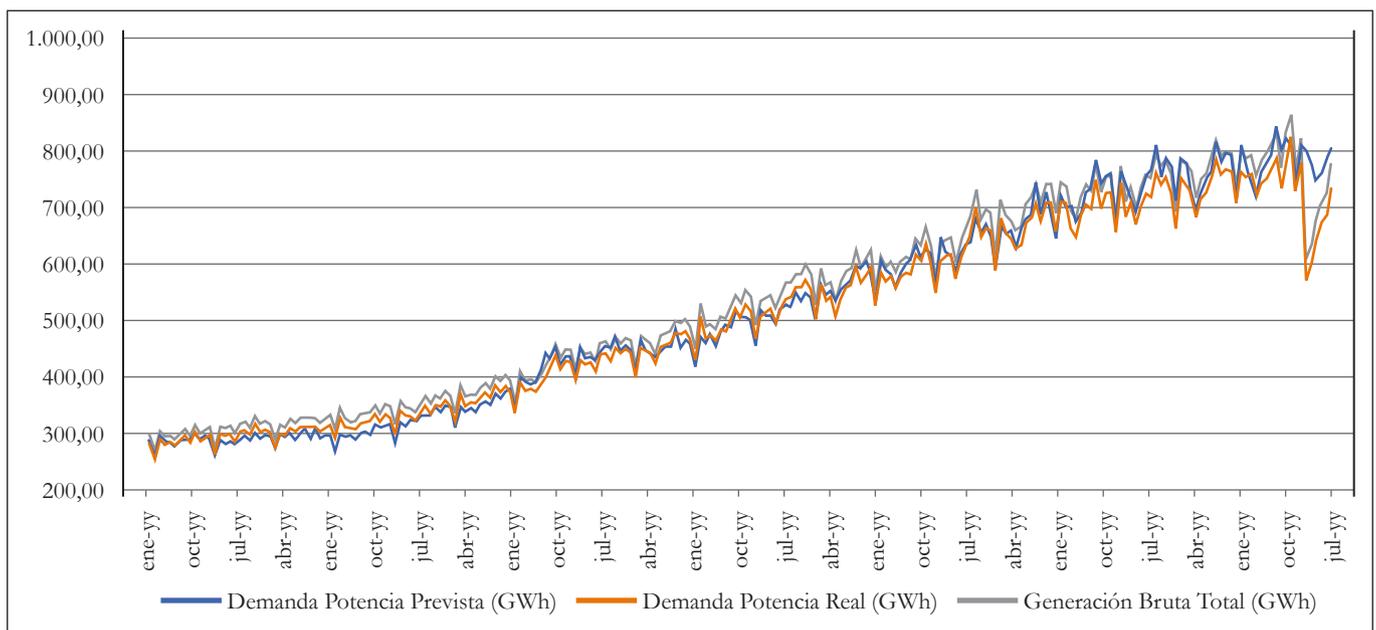
3 GWh = Gigavatios por hora (10<sup>9</sup> Wh).

**FIGURA 2**  
**DEMANDA DE POTENCIA ELÉCTRICA Y CAPACIDAD INSTALADA, 2013-2020**



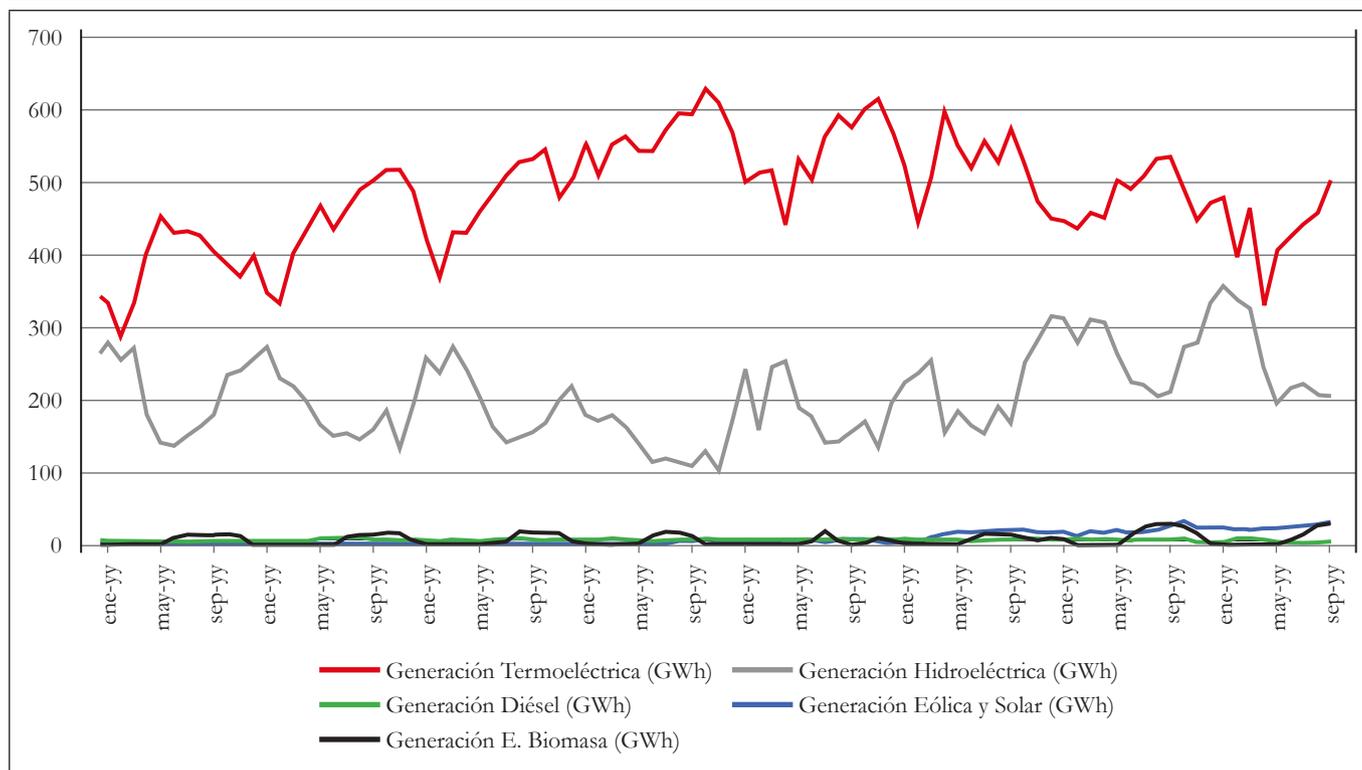
Fuente: elaboración propia a partir CNDC y Tabla 2.

**FIGURA 3**  
**GENERACIÓN ELÉCTRICA, 2001-2021**



Fuente: elaboración propia a partir de CNDC.

**FIGURA 4**  
**GENERACIÓN ELÉCTRICA POR TIPO DE TECNOLOGÍA, 2013-2020**



Fuente: elaboración propia a partir de CNDC.

## COMPORTAMIENTO DE LOS USUARIOS Y TARIFAS DEL SECTOR ELÉCTRICO

Los registros a diciembre de 2013 (Figura 3 y Figura 2), indican que la generación bruta total durante el año 2013 fue de 7.348GWh (acumulado anual) con una demanda promedio de potencia real de 1.140MW, al 2019 la generación bruta total fue 9.531GWh (acumulado anual) con un promedio de potencia real de 1.456MW. Considerando que la generación del año 2019 fue mejor que la del 2020, se puede establecer que, en los hechos, ha existido un incremento de 2.183GWh en la generación anual y 316MW en la demanda de potencia real, cifras que evidencian que el mercado consumidor está por debajo de las expectativas esperadas en el PNE. Esta situación representa un riesgo financiero para las plantas construidas en el último quinquenio, por su capacidad instalada ociosa y el desbalance entre la oferta y la demanda en el mercado de energía eléctrica en el país. Adicionalmente, existen 440MW de proyectos en ejecución y otra cantidad considerable que está en estudio (ver Tabla 1), para cumplir con el incremento de la demanda esperada que provendría de la implementación de proyectos estatales

en agroindustria, manufactura, minería y transporte que –sumados al crecimiento en la cobertura de acceso a la electricidad del área rural, crecimiento de los consumidores actuales y las interconexiones con el Sistema Aislado (SA)– alcanzaría 13.737GWh en energía y 2.115MW de potencia (ver Tabla 4).

La normativa en el país clasifica a los usuarios diferenciados por categorías, la AETN agrupa seis tipos de usuarios: i) residencial, ii) general, iii) industrial, iv) minería, v) alumbrado público y vi) otros (sector agro y otros). La Figura 4, da cuenta del consumo de energía eléctrica y el porcentaje de participación para cada categoría (excluyendo el alumbrado público, para enfocar el análisis en los sectores de impacto a la demanda de energía y crecimiento económico). La distribución porcentual de consumo por tipo de usuario muestra que el sector industrial creció de forma proporcional con el sector residencial, manteniendo sus diferencias en peso relativo. El sector residencial por su parte es el más influyente en la demanda de energía, consume el 41% del total generado. Las unidades productivas de industria 25% y minería 3%, juntas apenas representan la cuarta parte de la energía consumida, seguidas por general (comercio) 22%, alumbrado público 6%, y otros (agropecuaria) 3%.

**TABLA 4**  
**DEMANDA INCREMENTAL DE ENERGÍA Y POTENCIA, 2013-2025**

Sector	2013-2015		2016-2020		2021-2025		TOTAL	
	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)
Cobertura	226	41	405	71	409	74	1.039	186
Interconexión al SIN de SA	312	60	471	95	641	119	1.424	274
Productivo	437	69	3.819	526	1.689	233	5.945	829
Crecimiento vegetativo (Distribuidoras + no regulados)	946	152	1.912	294	2.471	380	5.329	826
<b>TOTAL</b>	<b>1.921</b>	<b>322</b>	<b>6.607</b>	<b>986</b>	<b>5.210</b>	<b>806</b>	<b>13.737</b>	<b>2.115</b>

Fuente: Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025 (Ministerio de Hidrocarburos y Energía del Estado Plurinacional de Bolivia, 2014a).

La distribución muestra el bajo nivel de industrialización en el país, aunque en los últimos años, las empresas públicas productivas empezaron a formar parte de la demanda de energía, entre las que podemos señalar la Empresa de Apoyo a la Producción de Alimentos (EMAPA), la Empresa Boliviana de Industrialización de Hidrocarburos (EIBH), la Empresa Azucarera San Buenaventura (EASBA) entre otras. Ante este panorama surge la pregunta: ¿la demanda eléctrica en el sector industrial privado ha presentado algún crecimiento real? A futuro, se espera un crecimiento mínimo en el sector residencial, toda vez que se tiene un nivel de cobertura de 99% a finales de 2018 en áreas urbanas y 80% en áreas rurales, dando un total de cobertura nacional del 93% (Empresa Nacional de Electricidad, 2019).

Las tarifas son un factor importante para que el usuario decida la fuente de energía a emplear (eléctrica o gas). En la Figura 5, se presenta la variación de las tarifas promedio del sector eléctrico desde 2008 hasta 2019, expresadas en bolivianos por kilovatio hora sin incluir impuestos (Bs/kWh<sup>4</sup>, sin IVA). Se observa un incremento superior al 10% en el promedio de las tarifas en la gestión 2020; si consideramos que son tarifas de consumo y potencia, el sector comercial e industrial son los más afectados.

Las compañías distribuidoras realizan anualmente un estudio tarifario que debe ser aprobado por la AETN, de acuerdo con la cantidad de energía que manejan, pérdidas y otros factores para las tarifas clasificadas por nivel de demanda, tensión, consumo y cargo por potencia. Los usuarios residenciales deben pagar por el costo fijo y variable que está sujeto al consumo, sin embargo, los usuarios generales (comerciales) e industriales además del costo fijo y variable también están sujetos a los cargos

por potencia (de punta y fuera de punta), cargo que usualmente se cobra a clientes con demanda de potencia superior a 10KW<sup>5</sup>, estos montos están destinados a cubrir los costos de capacidad de la red y su mantenimiento, que normalmente requieren mayor infraestructura para brindar y asegurar el suministro, de acuerdo con el reglamento de precios y tarifas y la Ley N° 1604 (Gaceta Oficial del Estado Plurinacional de Bolivia, 1994). El cargo por potencia es inflexible y desventajoso para el consumidor. Se puede resaltar, por ejemplo, la situación de surtidores de Gas Natural Vehicular (GNV), que tienen contratada y asegurada cierta cantidad de potencia, sin embargo, durante el periodo de confinamiento por la pandemia de COVID-19, la demanda de GNV ha sido baja requiriendo, por tanto, menor cantidad de energía para sus compresores, pero se mantienen los costos fijos de potencia y consumo contractual. Esta situación deja ver las desventajas que el consumidor debe cancelar por la falta de flexibilidad que pueda tener el sistema de despacho de carga.

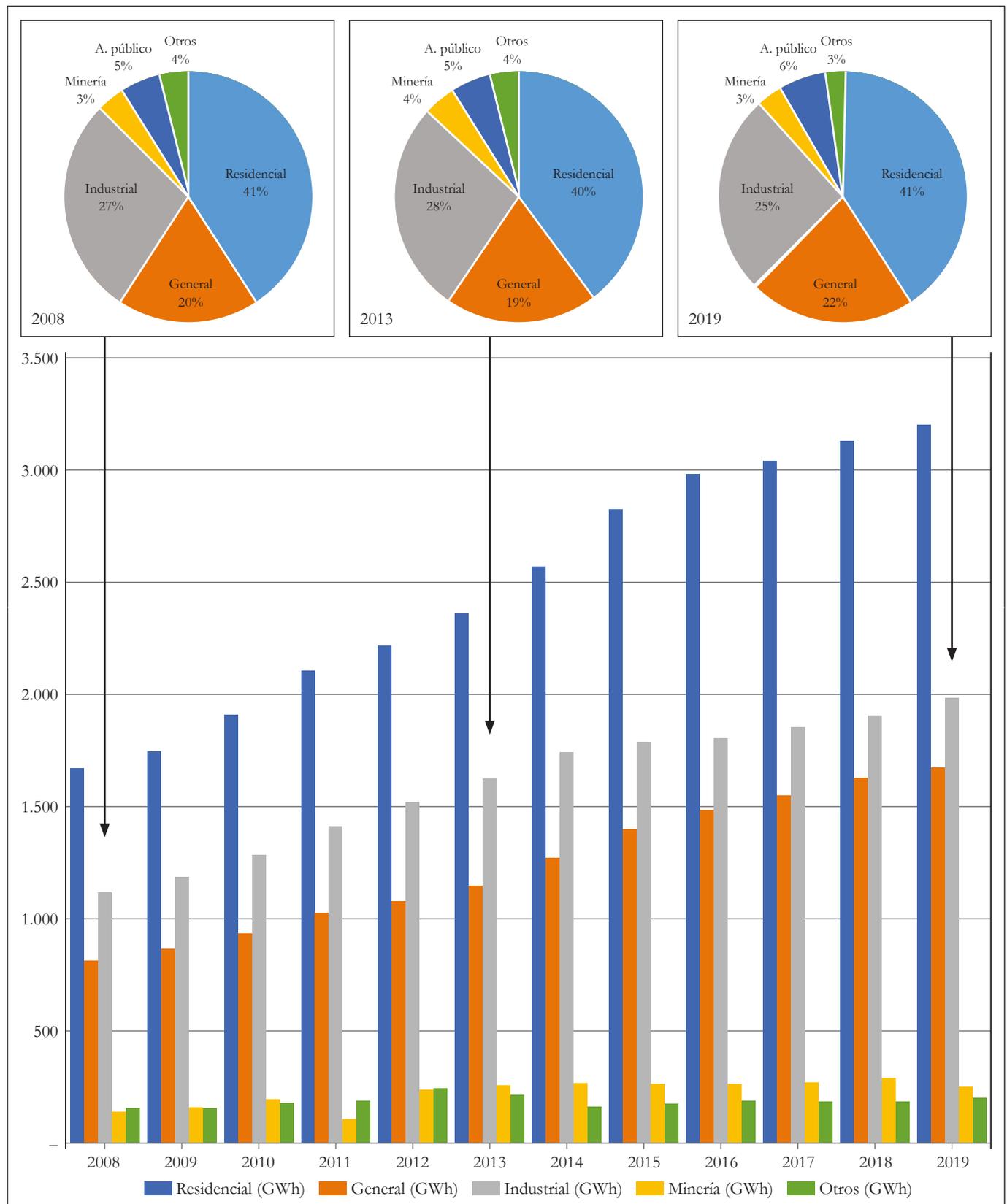
## GAS NATURAL, CONSUMO Y TARIFAS

El cambio de matriz energética en Bolivia se concentró en el uso extensivo del Gas Natural (GN) en el transporte (vehículos), industria y domicilios. La Figura 7 muestra el incremento sostenido de la demanda de GN hasta el 2019 impulsado por las empresas termoelectricas; el sector industrial ha permanecido constante, sin crecimiento, desde el año 2014 a 2019. Fruto del incentivo para el uso del GN, los usuarios comerciales y domésticos tienen un crecimiento importante, sin embargo, sus demandas en cantidad son muy bajas comparadas con los usuarios mencionados anteriormente.

<sup>4</sup> kWh = Kilovatios por hora (10<sup>3</sup> Wh).

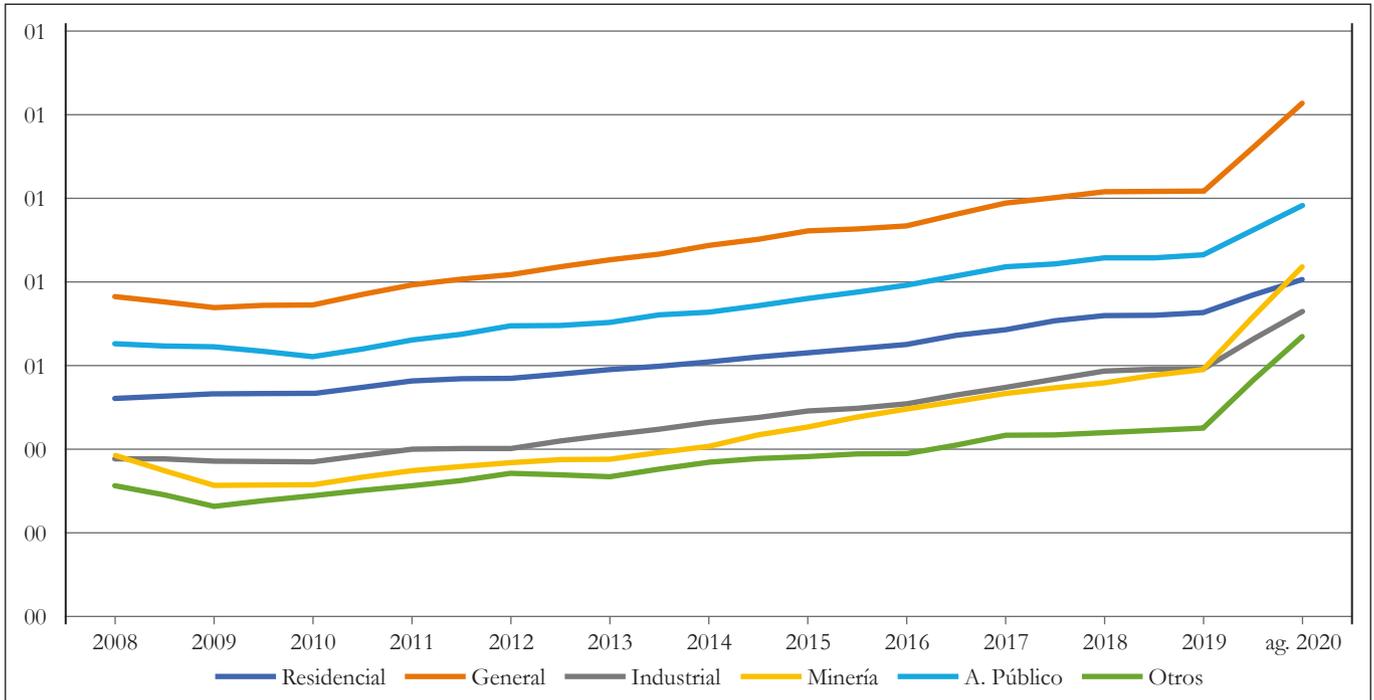
<sup>5</sup> KW = Kilovatios (10<sup>3</sup> W).

**FIGURA 5**  
**HISTÓRICO ANUAL DE CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CLASIFICADO POR TIPO DE USUARIO**



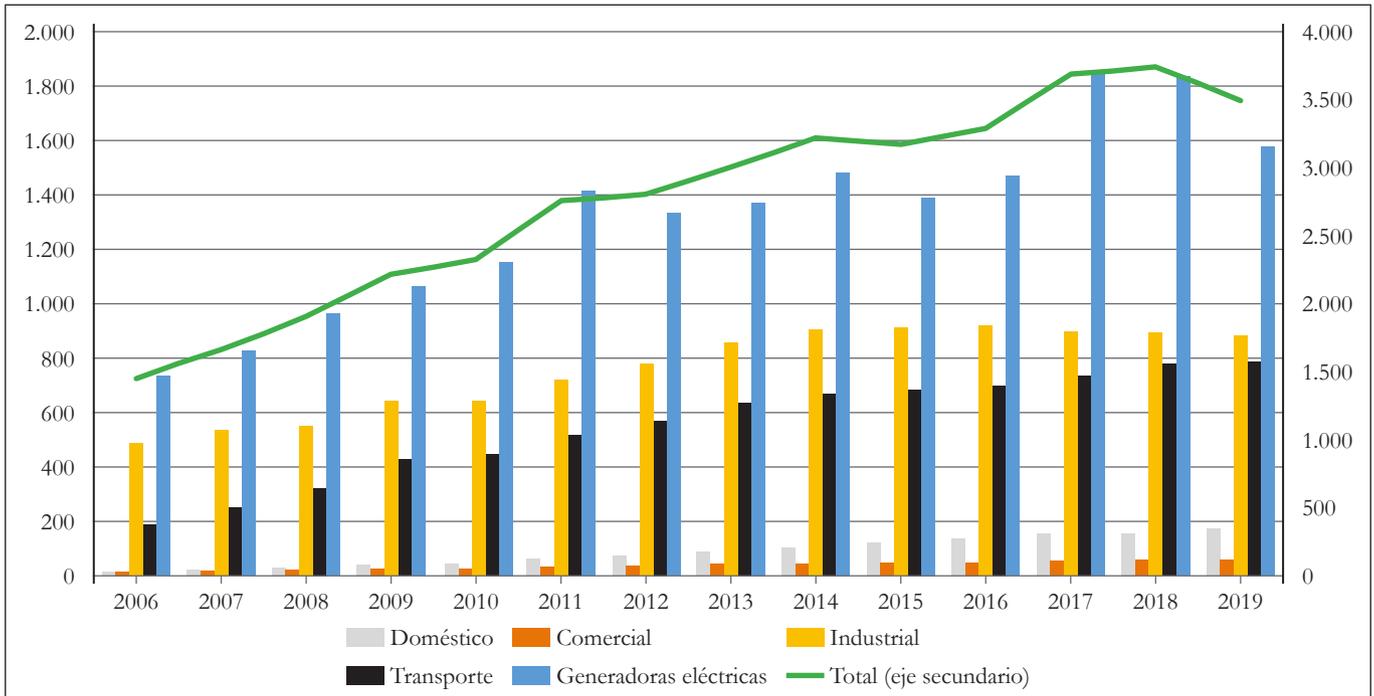
Fuente: elaboración propia a partir de datos de AETN.

**FIGURA 6**  
**HISTÓRICO DE TARIFAS PROMEDIO DE ELECTRICIDAD CLASIFICADO POR TIPO DE USUARIO**  
 (EXPRESADO EN BS/KWH, SIN IVA)



Fuente: elaboración propia a partir de datos de AETN.

**FIGURA 7**  
**VOLUMEN DE GAS NATURAL COMERCIALIZADO POR MES**  
 (EXPRESADO EN MILLONES DE METROS CÚBICOS)



Fuente: elaboración propia a partir de datos de INE, YPFB y ANH.

El precio del GN es regulado por Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) y la Autoridad Nacional de Hidrocarburos (ANH), clasificado por volumen de consumo y tipo de usuario, como se muestra en la Tabla 5. Dependiendo del poder calorífico del GN, un metro cúbico equivale a 10,28 kWh aproximadamente, de esta forma realizando la conversión a Bs/kWh podemos observar que el GN es la fuente de energía más barata disponible en el país comparado con las tarifas eléctricas (Figura 6), tal como se puede observar en la parte izquierda de la Tabla 5. Sin embargo, es importante considerar que los costos de instalación y mantenimiento de ductos de GN, puentes de regulación, acometidas, obras civiles y otros son significativamente más altos comparados con la instalación eléctrica.

**TABLA 5**  
**PRECIOS DE GAS NATURAL POR MILLAR DE PIES CÚBICO - MPCs<sup>6</sup>**  
**(EN MERCADO INTERNO POR CATEGORÍA DE CONSUMIDOR EN REDES)**

DOMÉSTICO	RANGO (MPCS)	\$us/ MPCs	Bs/ MPCs	Bs/ kWh equivalente
Doméstico 1	0 - 0,441	2,57	17,89	0,059
Doméstico 2	0,441 - 0,882	2,41	16,77	0,056
Doméstico 3	0,882 - 1,324	2,50	17,40	0,058
Doméstico 4	> 1,324	5,17	35,98	0,119
Comercial 1	> 1	5,17	35,98	0,119
Industrial 1	> 0 - 20	1,87	12,99	0,043
Industrial 2	20 - 10000	2,10	14,62	0,048
Industrial 3	10000 - 30000	2,39	16,62	0,055
Industrial 4	> 30000	2,516	17,51	0,058

Fuente: elaboración propia a partir de datos de YPFB y ANH.

Los precios de GN están subsidiados al sector eléctrico. Las generadoras pagan alrededor de 9,10Bs/MPCS (1,31\$us/MPCS), mientras que el precio internacional estaba 3 veces más alto a diciembre de

2019 (5,49\$us/MPCS, BCB) y, hace unos años atrás, el precio de exportación fue 5 a 7 veces mayor al precio interno. Para el caso del transporte esta normado que el precio del GNV sea el 50% del valor de la gasolina a igual contenido energético<sup>7</sup>.

En la práctica, las empresas de generación termoeléctrica establecieron los valores previos a la Ley N° 3058 en los contratos con las termoeléctricas. Se fijaron precios que van desde 0,98 a 1,15\$us/MPCS para las ligadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y de 1,02 a 1,50\$us/MPCS para generadoras de SA. En cambio, todas las empresas distribuidoras por redes reciben el GN al precio fijado con el mecanismo de cálculo (0,89\$us/MPCS) más bajo que al generador, al cual suman costos y aplican variaciones en función del tipo de consumidor final.

## BALANCE Y USO DE LOS ENERGÉTICOS

El Balance Energético Nacional – BEN (Ministerio de Hidrocarburos y Energía del Estado Plurinacional de Bolivia, 2019) expone el consumo de energía clasificado por tipo de energético, comparación que se hace posible al utilizar las equivalencias, eficiencias, poder calorífico y otros factores utilizados por el Ministerio de Hidrocarburos. La cantidad de energía y los factores de conversión en referencia son mostrados en la Tabla 6 y la Figura 8.

**TABLA 6**  
**FACTORES DE CONVERSIÓN<sup>8</sup>**

Gas Natural	Mm <sup>3</sup> =	5,9806 kBEP
Gas Licuado de Petróleo	KBbbls =	0,6701 kBEP
Gasolina	KBbbls =	0,8934 kBEP
Diésel	KBbbls =	1,0015 kBEP
Electricidad (Termo e Hidro)	GWh =	0,6196 kBEP

Fuente: Balance Energético Nacional 2010-2019.

La Figura 8 muestra la oferta de energéticos expresados en kilo barriles equivalentes de petróleo (kBEP<sup>9</sup>). La oferta de energía presentada corresponde a la exportación y consumo interno (transporte, industrial, residencial, comercial, etc.) del cual 77% es

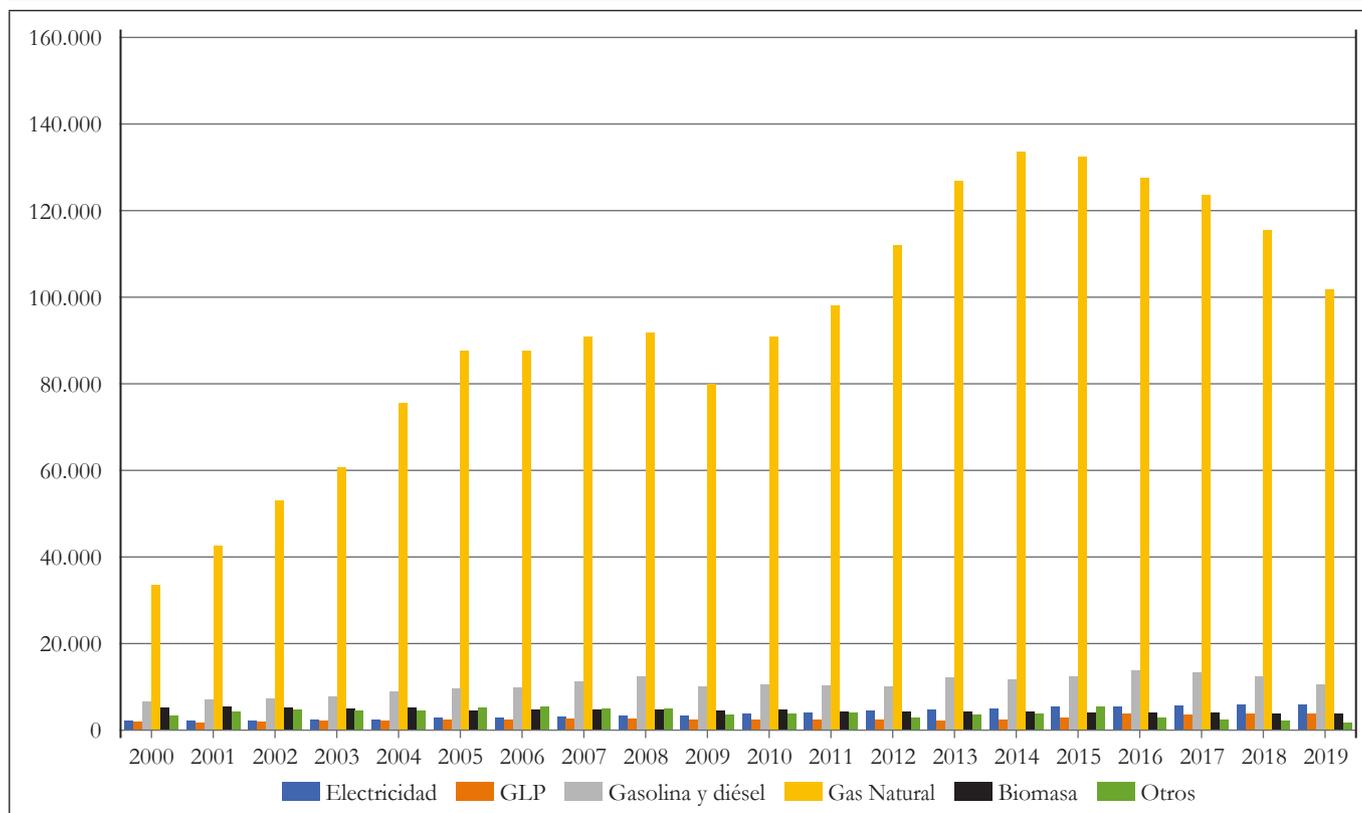
6 MPCs = Millar de Pies Cúbicos Estándar

7 Se considera que 1 litro de gasolina equipara a 1 m<sup>3</sup> de GN. Los precios al consumidor son de 0,26\$us/m<sup>3</sup> de GN, mientras que el costo de la gasolina es de 0,53\$us/litro.

8 Mm<sup>3</sup> = Miles de metros cúbicos; KBbbls = Kilobarriles; GWh = Gigavatios por hora.

9 kBEP = Miles de barriles equivalentes de petróleo.

**FIGURA 8**  
**OFERTA DE ENERGÍA SEGÚN ENERGÉTICO**  
**(EXPRESADO EN KILO BARRIL EQUIVALENTE DE PETRÓLEO – KBEP)**



Fuente: Balance Energético Nacional 2010-2019.

GN, 8% es gasolina y diésel, 5% es electricidad, 3% es gas licuado de petróleo (GLP), 3% es biomasa (como leña, carbón y similares) y 2% son otros derivados.

La demanda de GN para consumidores directos (como energía primaria) en el mercado interno se mantuvo relativamente estable (ver Figura 7) para todos los sectores, excepto para las generadoras termoeléctricas que sumaron demandas variables por el limitado incremento en la demanda eléctrica (ver Figura 3) y por la implementación de nuevos proyectos de generación hidroeléctrica y energías renovables (ver Figura 4 y Tabla 1).

Por otro lado, la demanda de volúmenes de exportación de GN se ha reducido de forma significativa, por la declinación de los megacampos gasíferos (como Sábalo y San Alberto) que han generado inseguridad a los gobiernos de Brasil y Argentina, a la fecha ambos países están cerca de la autosuficiencia energética.

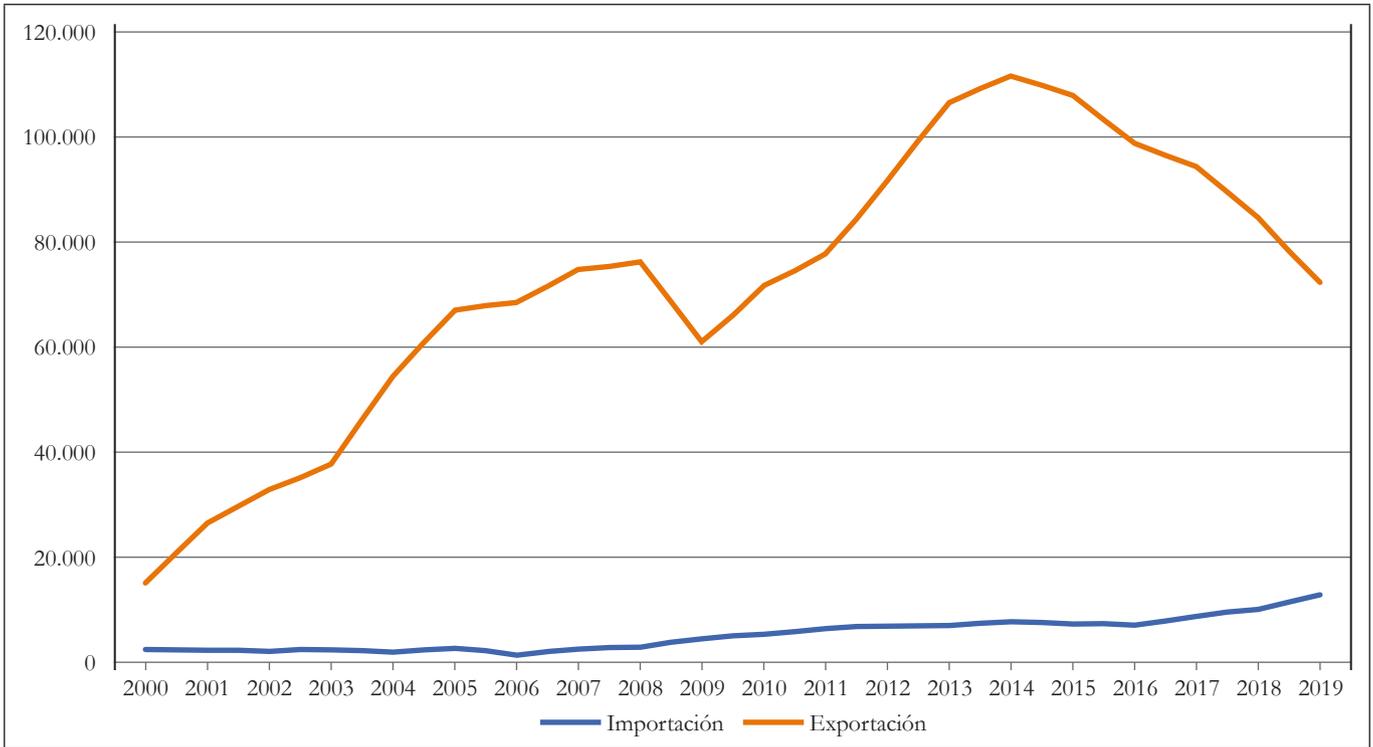
La Figura 9 muestra la evolución de la importación y exportación de energía, la exportación corresponde a GN, la importación proviene en su mayoría de gasolina y diésel, fundamentalmente utilizados en el sector transporte.

Para conocer más sobre el uso de los energéticos en los diferentes sectores, a continuación, presentamos los datos de los sectores más importantes de acuerdo con la información del BEN 2010-2019.

En referencia al consumo, la Figura 10 muestra que el sector transporte tiene una participación del 58% sobre el consumo total de energía, el sector industrial 19%, seguido por el sector residencial 14%, el sector comercial con 4% y el sector rural con menor participación (agropecuario, de pesca y minería) con el 3%. El consumo de leña, carbón vegetal y kerosene van siendo sustituidas gradualmente por el GN, al igual que en el sector transporte el consumo en gasolina y diésel (dependiendo de la topografía de la ciudad y tipo de vehículo) es sustituido por el gas natural vehicular (GNV), transición impulsada por el gobierno central subvencionando el costo de instalación del kit de transformación en los vehículos y las tarifas.

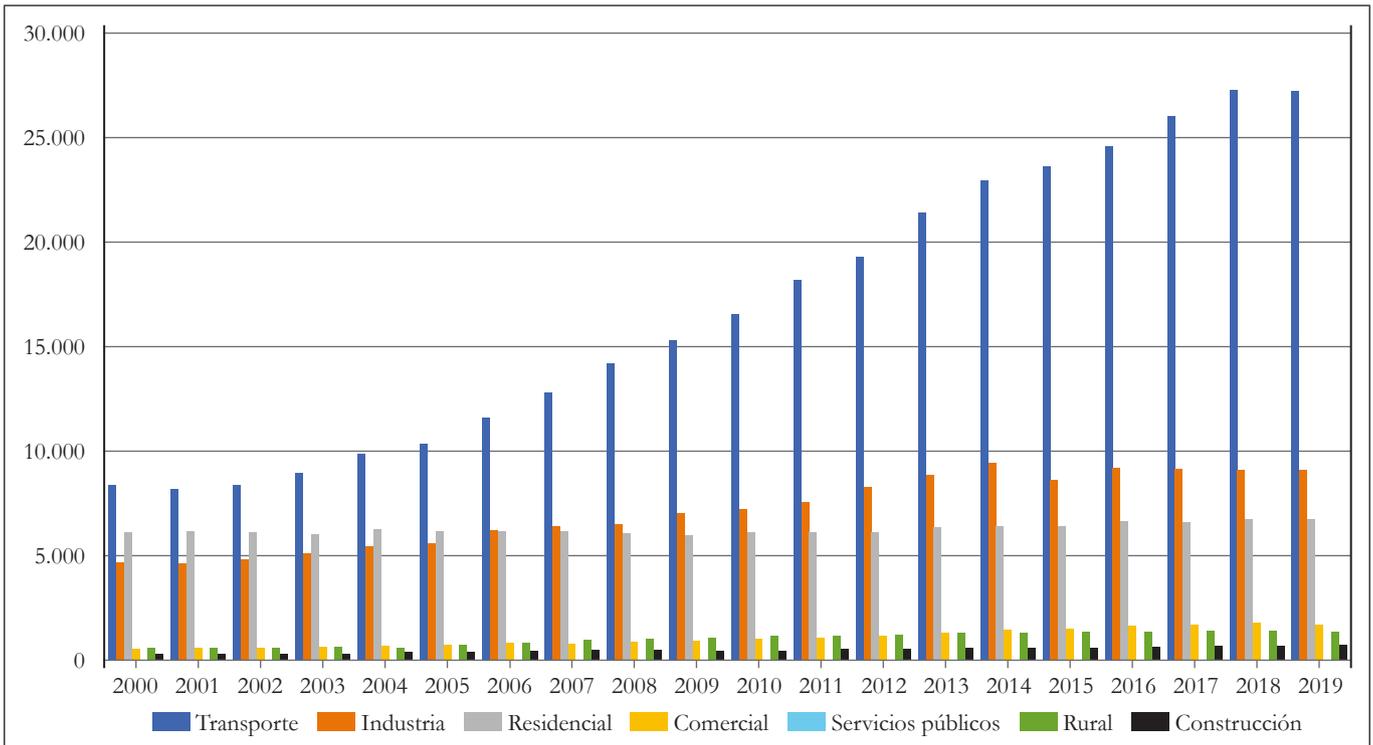
Las certificaciones de reservas de GN probadas, probables y posibles, ha sido un tema de debate en diferentes plataformas que cuestionan su disponibilidad para la exportación y consumo interno en el mediano y largo plazo. Se desconoce el resultado de la evaluación

**FIGURA 9**  
**IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN DE ENERGÍA (EXPRESADO EN KBEP)**



Fuente: Balance Energético Nacional 2010-2019.

**FIGURA 10**  
**CONSUMO DE ENERGÍA POR SECTORES (EXPRESADO EN KBPE)**



Fuente: Balance Energético Nacional 2010-2019.

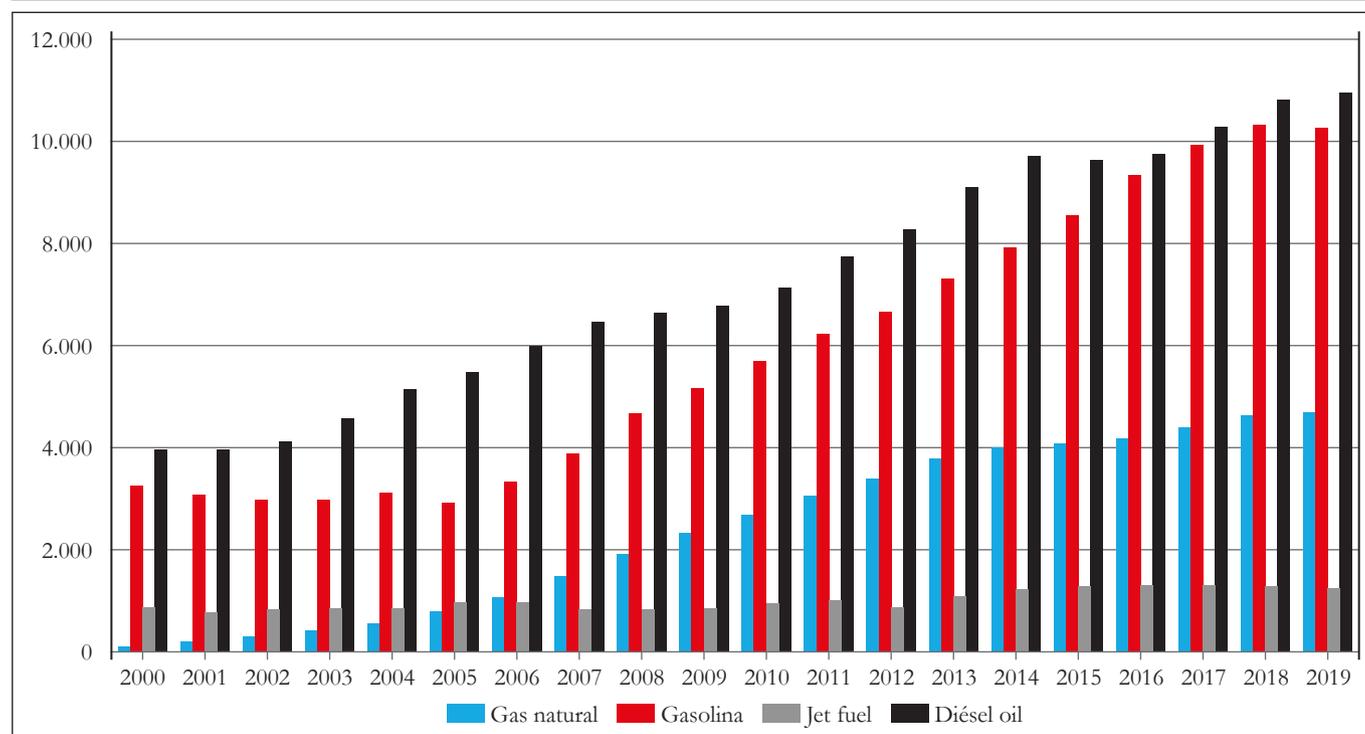
del riesgo en seguridad energética que el gobierno central realiza, sin embargo, resulta conveniente para la economía y el ciudadano contar con un sistema energético mixto, de otra forma, centrar el consumo energético (vehicular, domiciliario e industrial) en el GN, reduce el interés en la formación de profesionales en áreas de electricidad y EA, además de convertirse en una contradicción al concepto de desarrollo con tecnologías nuevas de Eficiencia Energética (EE) rumbo a la descarbonización, como lo establece el Acuerdo de París - COP21.

El GN no puede ser almacenado en estado gaseoso, por lo cual, la oferta debe contar con un mercado asegurado antes de la explotación. El GN comparado con la electricidad tiene desventajas, considerando que la tecnología desarrollada globalmente opera con energía eléctrica; tecnologías probadas que, de hecho, están disponibles desde muchos años atrás y que otros países toman en cuenta para incentivar sus aplicaciones y desplazar los combustibles contaminantes o utilizarlos en plantas más eficientes o en la petroquímica. En suma, la electricidad resulta más atractiva que el uso en combustión directa (transporte, calderos y similares) para el medio ambiente, la economía y la sociedad.

Por lo expuesto y con el fin de ilustrar lo mencionado en el párrafo anterior, se presenta el consumo de energía según tipo de energético para los sectores con participaciones mayores, transporte, industria y residencias, para exponer posteriormente las tecnologías que pueden aplicarse en cada sector para reemplazar la dependencia de GN.

En el sector transporte el diésel oil y la gasolina son los más utilizados, la energía proveniente del GN en el sector tiene una participación del 17%. El uso de energía eléctrica no está datado en el BEN-2019, sin embargo, de acuerdo con los registros de AETN<sup>10</sup>, 2.117,44MWh es el consumo del sector transporte en La Paz que corresponde al consumo de todas las líneas del teleférico, servicio que ha transportado 274 millones de pasajeros desde su puesta en marcha hasta el año 2019, según rendición pública de la empresa estatal Mi Teleférico. Es necesario notar que este servicio es considerado como el medio de transporte más eficiente en Bolivia, por lo cual es importante recomendar que los datos de consumo eléctrico sean informados a la población general de forma constante, así el usuario pueda notar el beneficio de dicho medio de transporte.

**FIGURA 11**  
**CONSUMO DE ENERGÍA EN EL SECTOR TRANSPORTE (EXPRESADO EN KBPE)**



Fuente: Balance Energético Nacional 2010-2019.

10 Datos de la categoría transporte registrados por AETN correspondiente al distribuidor DELAPAZ.

**TABLA 7  
COMPARATIVA DEL USO DE ENERGÍA DE AUTOMÓVIL A GASOLINA VERSUS ELÉCTRICO**

	Automóvil a gasolina	Automóvil eléctrico
Distancia recorrida en zona urbana	100 km	100 km
Energía Consumida	7 litros	18 kWh
Tarifa de la energía	3,74 Bs/litro	0,73 Bs/ kWh
Costo del transporte	26,18 Bs	13,14 Bs
Emisiones Calculadas <sup>11</sup> de CO <sub>2</sub>	16,43 kg de CO <sub>2</sub>	3,25 kg de CO <sub>2</sub>
Precio del automóvil	El automóvil estándar es 1,3-1,5 veces más caro que el automóvil a gasolina.	

Fuente: elaboración propia.

El uso de energía eléctrica en el parque automotor aun es mínimo. A la fecha ya están en nuestras calles automóviles híbridos (a combustión y eléctrico) de varias marcas, además de los autos eléctricos de la marca Quantum fabricados en Bolivia<sup>12</sup>. Para analizar la aceptación de los autos eléctricos (Tabla 7) es necesario comparar el consumo teórico: el promedio de un auto a combustión es 7 litros por 100 kilómetros, con la tarifa gasolina a 3,74Bs/Litro obtenemos un costo de 26,18Bs; un auto eléctrico tiene en promedio un consumo de 18kWh por 100 kilómetros, con la tarifa electricidad a 0,80Bs/kWh se obtiene un costo de 14,4Bs. Análogamente a los autos eléctricos, están los buses, motos, bicicletas y otros medios de transporte personal que tienen un costo menor a los transportes que usan combustibles fósiles, sin embargo, la limitación para los usuarios todavía es el monto de inversión, que podría ser mejorado a través del incentivo gubernamental con la reducción de impuestos y gravámenes relacionados con el transporte eléctrico; acción que sin duda permitiría absorber gran parte del excedente eléctrico, reducir los gastos de importación de combustibles fósiles y las subvenciones involucradas, además de reducir la contaminación del aire.

Otros dos grandes grupos de consumidores de energía que potencialmente pueden cambiar la matriz de su proceso con carburantes a electricidad son el sector industrial y residencial.

En el sector industrial (Figura 12) el 53% de consumo de energía corresponde al GN, en segundo lugar, el GLP y en tercer lugar está la electricidad con una participación del 11%. Por su parte, en el sector residencial (Figura 13) el GLP es el energético de mayor consumo 47%, la electricidad con el 31% y el

GN con el 16%. En la última década, se implementó una política de incentivo al uso del GN para ambos sectores, sin embargo, la planificación a futuro debe considerar el desarrollo de la tecnología y mejoras continuas, mismas que aplican para procesos de calor como calefacción, secado, agua caliente y otros que son alternativos a los calefones y quemadores que operan con GN, GLP o kerosene, comparando la cantidad de energía utilizada para determinados trabajos.

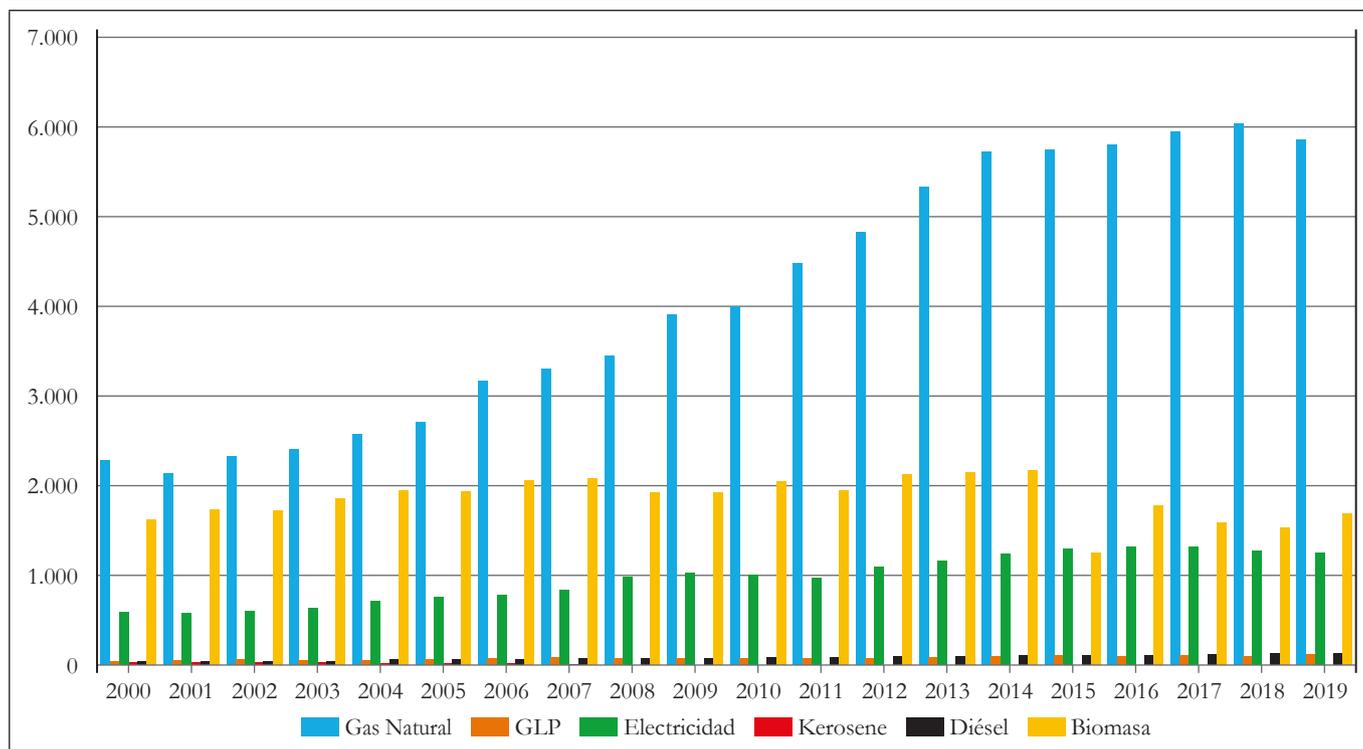
Se puede mencionar algunas desventajas ligadas al uso de GN para el sector industrial, los costos de la acometida (aproximadamente 50.000\$us considerando 100 metros desde la red principal al punto del consumidor), los costos de operación y mantenimiento (5% a 7% del costo de la acometida) son altos, entre otros. De similar forma, los costos de instalación en residencias y comercios también son relativamente altos (1.500\$us considerando 10 metros desde la red secundaria al punto del consumidor), por lo cual, sin importar si el costo de inversión en obras es subvencionado o no, son gastos que deben ser considerados tanto por los usuarios privados, como por el gobierno.

Las tecnologías modernas en procesos termodinámicos y motores van dejando de lado el uso de los combustibles fósiles por las diferencias en eficiencia. Por ejemplo, para aplicaciones de secado o climatización, incluso para calentar y hervir agua se requiere equipos cuyo valor es ligeramente más elevado que los equipos a GN. Sin embargo, los equipos eléctricos tienen un tiempo de vida mayor, con menos mantenimiento requerido, consumo energético eficiente y amigable con el medio ambiente por la no emisión de gases contaminantes.

11 Calculadora de equivalencias de gases de efecto invernadero – Cálculos y referencias. En línea: <https://espanol.epa.gov/la-energia-y-el-medioambiente/calculadora-de-equivalencias>.

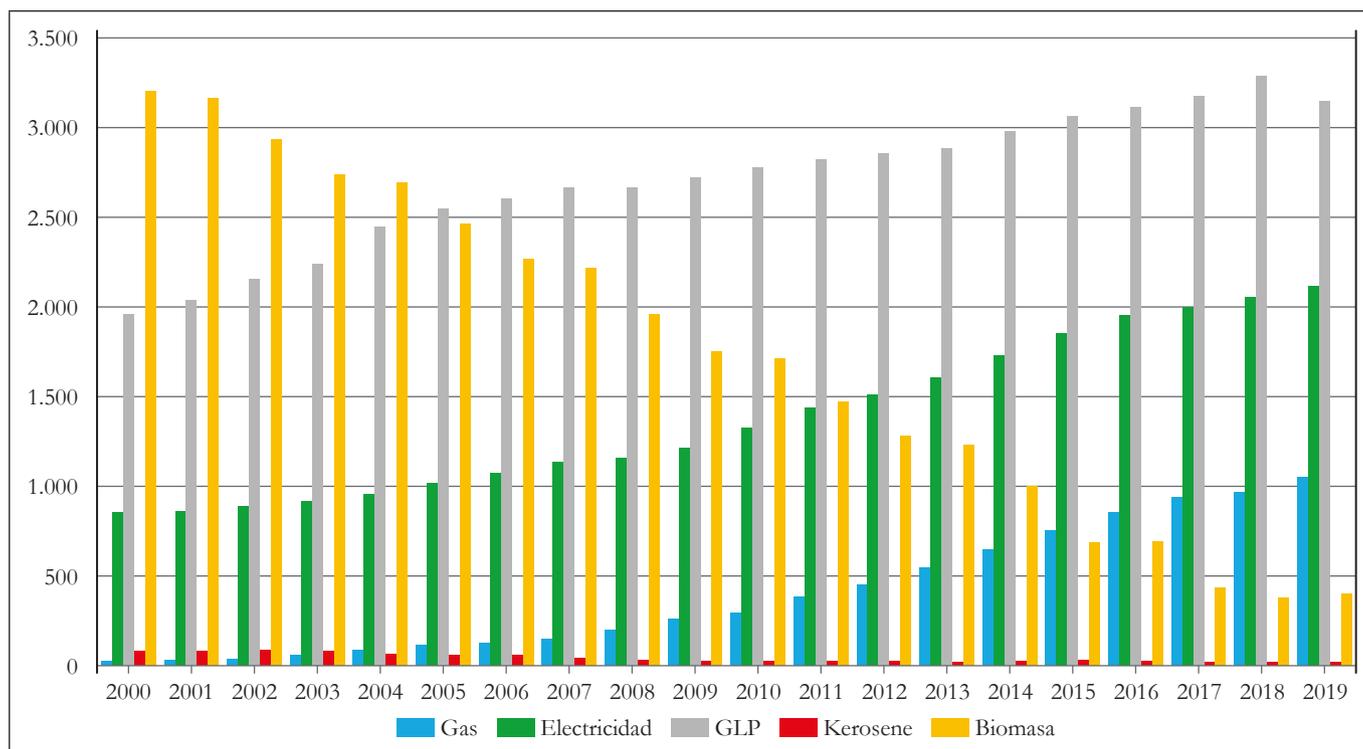
12 Quantum Motors vendió 300 automóviles eléctricos, así como 400 motos que, junto con “toritos” y bicicletas eléctricas de la marca Yadea, son parte de la oferta de esta empresa (*La Razón*, 20 de enero de 2021).

**FIGURA 12**  
**CONSUMO DE ENERGÍA EN EL SECTOR INDUSTRIA (EXPRESADO EN KBPE)**



Fuente: Balance Energético Nacional 2010-2019.

**FIGURA 13**  
**CONSUMO DE ENERGÍA EN EL SECTOR RESIDENCIAL (EXPRESADO EN KBPE)**



Fuente: Balance Energético Nacional 2010-2019.

**TABLA 8**  
**COMPARATIVA DEL USO DE CALDERO VERSUS BOMBA DE CALOR**

	<b>Calefón o caldero a gas</b>	<b>Bomba de calor</b>
Potencia calorífica	200 kW	200 kW
Tipo de energía	Gas Natural	Electricidad
Eficiencia	80%	360%
Consumo del energético	0,83 MPCS	55,55 kWh
Tarifa de la energía	35,98 Bs/MPCS	0,73 Bs/ kWh
Costo del consumo	29,78 Bs	40,55 Bs
Emisiones de CO <sub>2</sub>	45,22 kg de CO <sub>2</sub>	10,05 kg de CO <sub>2</sub>
Costo operativo	0,95 Bs	3,2412
Costo del equipo	Los equipos eléctricos son igual o 1,2 veces más caros que el calefón o caldero a gas.	
Costo de instalación	Los equipos eléctricos pueden adecuarse a las instalaciones residenciales o industriales a bajo costo. Los calefones y calderos requieren inversión dedicada que tiene un costo alto.	
Costo de mantenimiento	Los calderos y calefones a gas demandan mantenimientos y reparaciones más frecuentes que los equipos eléctricos.	

Fuente: elaboración propia.

De similar forma la Tabla 7 y la Tabla 8 exponen la comparativa entre la combustión de caldero a GN y la bomba de calor (equipo eléctrico que suministra agua caliente). Comparando los equipos eléctricos contra un energético muy competitivo en el mercado nacional (como lo fue la electricidad versus GN en el sector industrial y domiciliario, y la electricidad versus la gasolina en el sector transporte) se puede concluir que los costos totales son similares pese a que las tarifas de combustibles fósiles (gas, gasolina y diésel) son subvencionadas por el gobierno.

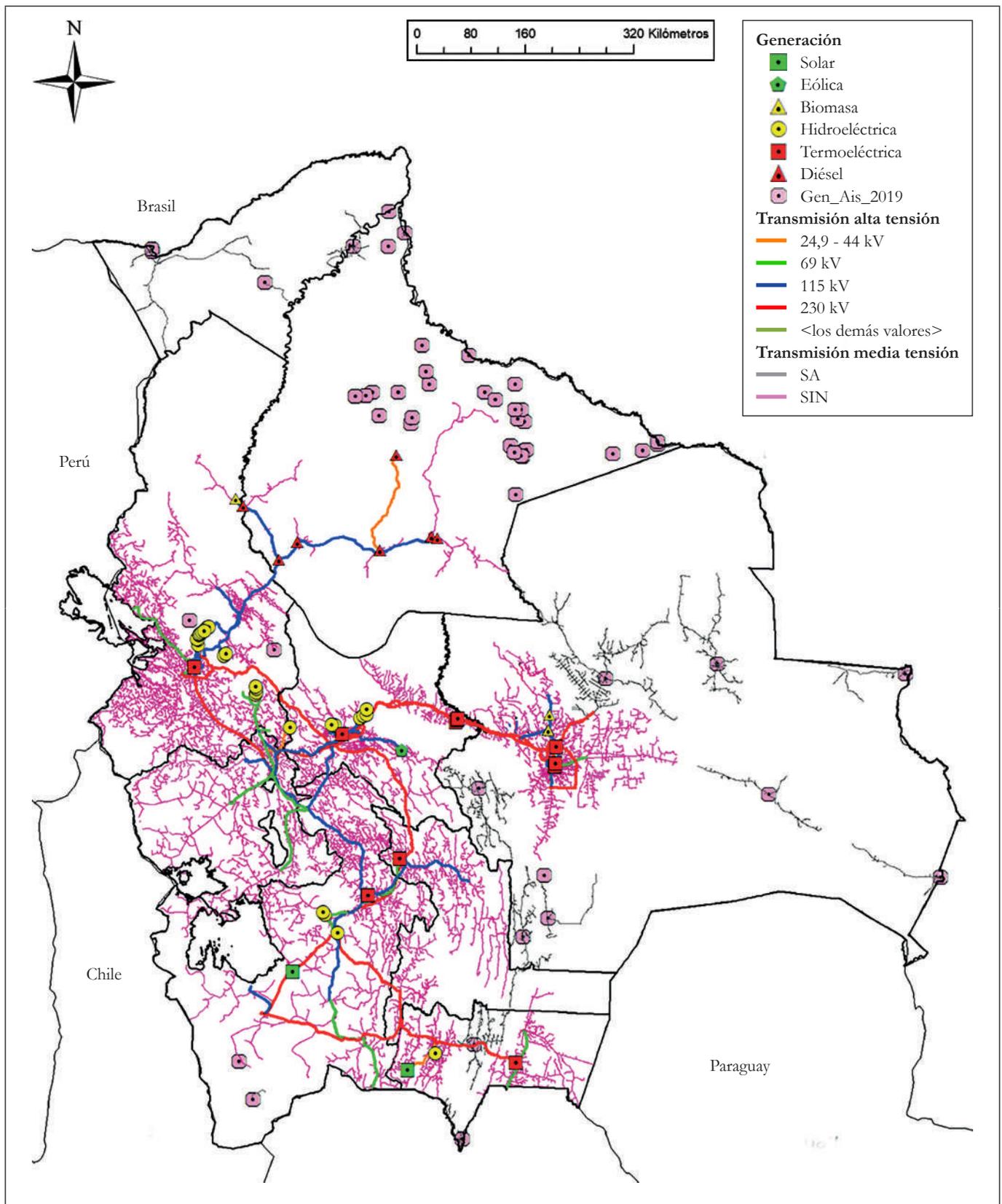
El cambio de comportamiento en la población con relación a sus preferencias de consumo es un proceso que requiere una estrategia de comunicación y educación constante y consistente. La concientización sobre el impacto ambiental en el consumo de combustibles fósiles para lograr una reducción en las emisiones de gases de efecto invernadero debe ser liderada por el gobierno y acompañada por todas las entidades públicas, las organizaciones no gubernamentales (ONG) y los actores que gestionen información, educación y comunicación. De esta forma, se logrará una integración entre la investigación científica, la información, la política pública, la elaboración de planes específicos, la asignación de recursos, su monitoreo, su seguimiento y su aprendizaje colectivo.

## EXPORTACIÓN Y ESTADO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El sistema eléctrico boliviano está conformado por el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y los SA, estos últimos denominados así, porque no están conectados al primero. El SIN interconecta a las capitales y a los principales municipios de los departamentos de La Paz, Oruro, Potosí, Cochabamba, Chuquisaca, Santa Cruz, Beni y Tarija. Quedan fuera del SIN las áreas rurales y los municipios más alejados de las principales ciudades de estos departamentos; y también el departamento de Pando, lugares donde los SA cubren los requerimientos de electricidad de la población. Con el fin de ilustrar la cobertura eléctrica y la ubicación de los sistemas de generación por tipo de tecnología, la Figura 9 brinda las referencias geográficas tanto del SIN como de los SA.

Contando con la oferta de energía eléctrica disponible y la que se irá incluyendo los siguientes años cuando se terminen los proyectos en actual ejecución —considerando una demanda con escaso crecimiento— debía cumplirse el objetivo de exportación de los excedentes, lo que brindaría una fuente de ingresos adicionales al Tesoro General de la Nación (TGN). Los países interesados en la

**FIGURA 14**  
**PLANO ILUSTRATIVO DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN) Y PLANTAS DE GENERACIÓN**



Fuente: elaboración propia a partir de datos de GeoBolivia.

compra de energía eléctrica son Perú, Paraguay, Brasil y Argentina. A continuación, se describe el avance en los preparativos y negociaciones para la exportación:

- Bolivia-Perú: se realiza “Estudios complementarios de apoyo al proceso de integración energética andina” con apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID).
- Bolivia-Paraguay: se ha realizado el “Estudio de Interconexión Eléctrica entre Bolivia y Paraguay” con recursos del Banco de Desarrollo de América Latina (CAF), el mismo que concluyó y será definido hasta 2023 en función de las negociaciones y del precio del GN que fije Bolivia para realizar la exportación de energía eléctrica.
- Bolivia-Brasil: está en proceso el “Estudio de planificación y estudios técnicos preliminares del proyecto de interconexión eléctrica en Bolivia y Brasil”, con fondos no reembolsables del BID. También se ha suscrito el contrato para realizar el “Estudio de Inventario Hidroeléctrico Binacional en parte de la cuenca del Río Madera y principales afluentes en territorio boliviano y brasileño”, el mismo que cuenta con recursos no reembolsables de la CAF.
- Bolivia-Argentina: por medio de un memorándum de entendimiento suscrito en 2015 para el intercambio de energía por “Oportunidad y Emergencia” se lleva a cabo la línea de interconexión Juan Azurduy de Padilla de 132Kv<sup>13</sup>, con capacidad de 180MW, a finales de 2020 se reporta un 70% de avance en el lado boliviano (ENDE, 2020) mientras en el lado argentino se reporta un avance del 90%. Sin embargo, el acuerdo no es de largo plazo ni establece una compra garantizada, ello depende de los precios que se oferten. En principio se buscaría desplazar la generación a diésel del norte argentino, los precios no están establecidos y aún quedan pendientes los estudios de despacho de carga y demanda de energía.

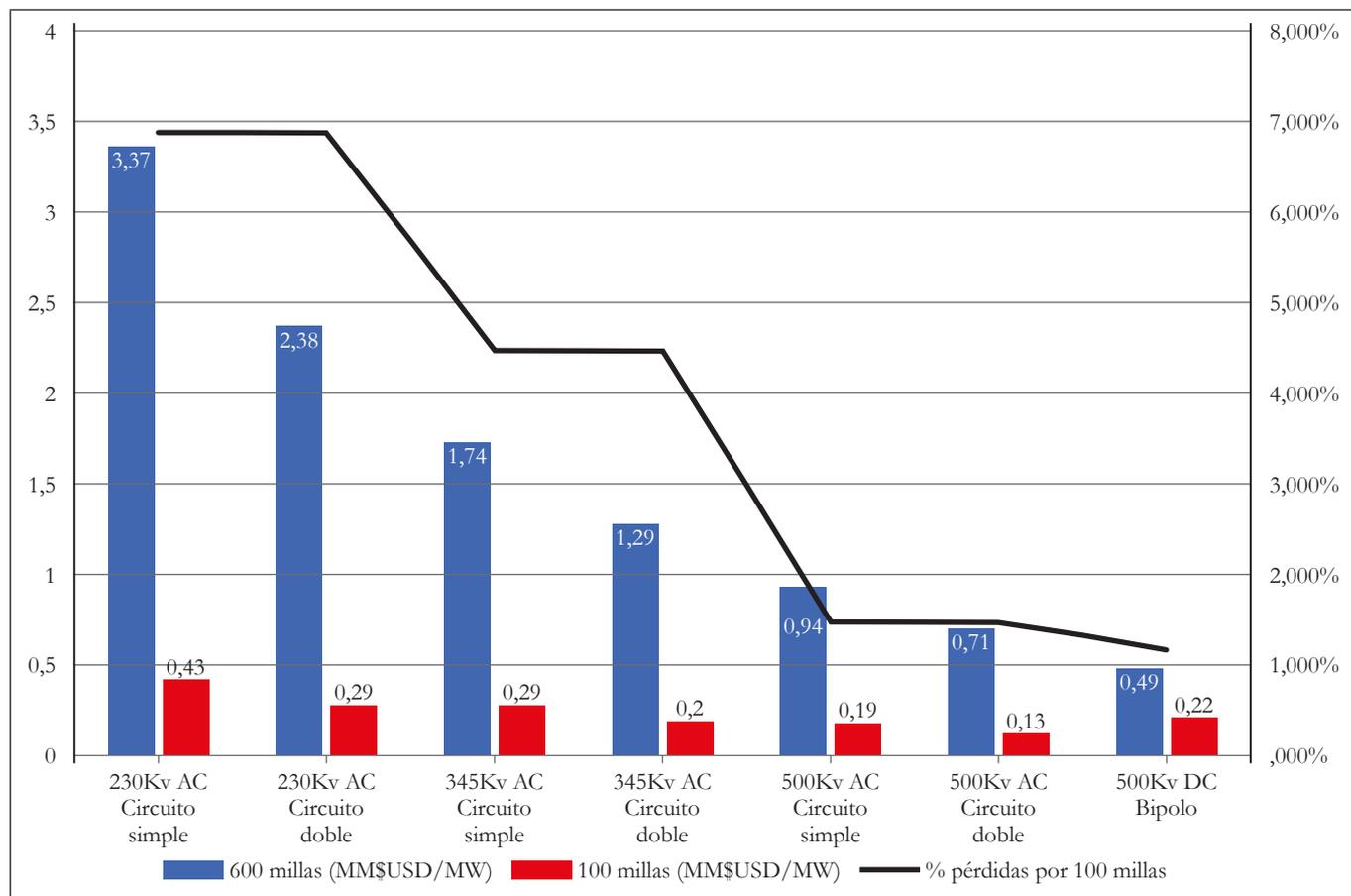
La exportación de energía eléctrica es compleja por razones técnicas y negociación de precios, además del requerimiento de avance tecnológico para la reducción de emisión de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y entrega de energía limpia. En Bolivia, actualmente se estima una potencia disponible para exportar de 1.000MW; es importante que los negociadores consideren que las líneas de 64Kv tienen una relación costo-potencia más alta que las líneas de 500Kv (Figura 15), además de



Planta Solar Fotovoltaica de Uyuni, departamento de Potosí. Fuente: [www.ende.bo](http://www.ende.bo)

13 Kv = kilovoltios.

**FIGURA 15**  
**COSTOS DE TRANSMISIÓN POR POTENCIA DE LA LÍNEA**  
**(EXPRESADO EN MM\$US/MW)**



Fuente: elaboración propia a partir de datos de National Renewable Energy Laboratory (NREL).

tener mayores pérdidas de carga. Tomando en cuenta el sistema de transmisión eléctrico y la alta dependencia del GN para producir energía eléctrica, es evidente que Bolivia no está preparada para exportarla a los países vecinos.

**POLÍTICA Y ESTRATEGIA PARA EL DESARROLLO DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS**

Los proyectos de nacionalización y la promulgación de la nueva Constitución Política del Estado (CPE) en 2009 generaron cambios sustanciales en el marco normativo e institucional del Estado; su objetivo principal fue considerar al Estado como el actor principal en toda la cadena de energía (generación, transmisión y distribución) integrando verticalmente el sector eléctrico y dejando poco espacio al sector privado. Bajo este objetivo, la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) se reactivó, desarrollándose con 12 empresas subsidiarias con inversiones mixtas (capital público

y privado) siendo el Estado el mayor accionista. Asimismo, se extinguieron las Superintendencias del Sistema de Regulación Sectorial (SIRESE) y se creó la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y la Cámara Nacional de Despacho de Carga (CNDC), entes que son los encargados de coordinar la reglamentación y fiscalización de los energéticos. La CPE además de concentrar el poder en el nivel central, faculta a los gobiernos departamentales al desarrollo de EA y renovables sin afectar la seguridad alimentaria del país. Así mismo, los gobiernos departamentales y las autonomías indígenas pueden ejercer las competencias para la electrificación en los SA.

No obstante, la Ley N° 1604 de electricidad de 1994 no se ha modificado hasta la fecha. Esta ley fue diseñada con objetivos orientados al proceso de capitalización, y solo se realizaron modificaciones para lograr de alguna forma la conexión con la CPE.

El desarrollo de las energías renovables es producto de un impulso inicial importante que se materializa en la creación del Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas el año 2006, como parte del Ministerio de Hidrocarburos y Energía. Entre sus atribuciones, el Decreto Supremo (DS) N° 3058 señala:

Coordinar con los gobiernos autónomos departamentales, regionales e indígenas originaria campesina, la implementación y desarrollo de proyectos eléctricos y energías alternativas en el marco de las competencias concurrentes y compartidas: Incentivar la incorporación de nuevas tecnologías de electrificación tendientes al aprovechamiento sustentable de los recursos renovables. Proponer políticas para el desarrollo de tecnologías de energías alternativas, eólica, fotovoltaica y otras en coordinación con las universidades públicas del país (Gaceta Oficial del Estado Plurinacional de Bolivia, 2017).

El país cuenta con un gran potencial energético para la generación de energía eléctrica mediante fuentes alternativas: eólica, solar, geotérmica, hídrica, biomasa, entre otras. La definición en 2012 de una Política de Energías Alternativas para el Sector Eléctrico (PEASE) establece por mandato de la CPE que:

[...]el sector eléctrico debe promover y desarrollar la investigación y el uso de nuevas formas de producción de electricidad a partir de fuentes de energías alternativas, compatibles con la conservación del medio ambiente y con criterios de universalidad, calidad, eficiencia, eficacia, tarifas equitativas y control social (Ministerio de Hidrocarburos y Energía del Estado Plurinacional de Bolivia, 2012).

Los lineamientos de la política del sector energético dentro de la cual está la EA establecen la soberanía, seguridad, universalización, eficiencia, industrialización, integración y fortalecimiento del sector. La PEASE busca promover y fortalecer el desarrollo de las fuentes de EA para la generación de energía eléctrica y otras aplicaciones, preservando el medio ambiente. Esta política destaca entre sus principios la promoción de incentivos y compensaciones, las tarifas accesibles de acuerdo con el consumidor y el despacho preferencial en el SIN. Dentro de las estrategias destaca también la elaboración del marco normativo, la evaluación del potencial disponible y aprovechable de las fuentes, la definición de mecanismos de financiamiento, la preferencia arancelaria, promover la creación de una

canasta de fondos para destinar programas y proyectos de EA. Finalmente, define cinco ejes: i) económico-productivo, ii) tecnológico-industrial, iii) social, iv) medioambiental, v) institucional para el desarrollo.

El Plan para el Desarrollo de Energías Alternativas - PDEA (2014b) menciona barreras para el desarrollo de las EA, como la carencia de normativa, recursos técnicos y financieros, la poca experiencia institucional e investigación, además de limitaciones de las Entidades Territoriales Autónomas (ETA) para orientar esa inversión. Menciona que los precios, tarifas y el subsidio del GN para la generación termoeléctrica no promueven las EA.

Por su parte, el PDEA propone cuatro acciones concretas: i) una participación incremental de estas energías en el acceso al servicio básico de electricidad, ii) diversificación de la matriz energética, iii) el desplazamiento de combustibles fósiles traducidos en beneficios económicos ambientales, y iv) consolidar la sostenibilidad del suministro de energía eléctrica en el país, proyectando la implementación de generación eléctrica con fuentes alternativas hasta el año 2025 (Ministerio de Hidrocarburos y Energía del Estado Plurinacional de Bolivia, 2014b: 67). La meta consideraba el fortalecimiento del SIN y los SA, además de desplazar el uso de combustibles fósiles a través del SA sustituyéndolo en esa proporción, incorporando 237MW al SIN para cubrir al 100% de la población rural e incorporando 12,8MW a los SA de Beni y Pando.

Si bien la política analiza la situación de la EA y el plan establece la estrategia, las mismas se implementaron a través de los proyectos de inversión, alcanzando cerca del objetivo del 4% de participación (Figura 1). Sin embargo, los aspectos esenciales de la estrategia todavía no han sido resueltos, tal es el caso del aspecto normativo, de inversión, financiamiento y tarifario.

La Tabla 9 expone los decretos más relevantes en materia de EA. Debemos resaltar que ninguna de ellas representó un cambio trascendental que incentive la inversión y desarrollo de EA y eficiencia energética (EE), sin embargo, es posible que el Decreto Supremo N° 4477, promulgado en abril de 2021, permita un marcado incremento en la implementación de paneles fotovoltaicos. Se percibe que la implementación de este decreto fomentará la descarbonización y uso de EA en usuarios del tipo general (comercial) y rural (en especial en áreas no electrificadas o con potencia insuficiente para industrias). La norma permite el cambio de usuario a usuario-generador y se espera que sus detalles regulatorios sean concluidos en el mes de septiembre; de ser inclusiva al sector industrial-privado

**TABLA 9  
RELACIÓN DE NORMAS RELACIONADAS CON EL SECTOR DE ENERGÍAS ALTERNATIVAS**

Año	Objetivo de la norma
2014	DS N° 2048, la cual establece la remuneración para la generación de electricidad a partir de EA, sus factores de aplicación y distribución.
2015	DS N° 2399 que norma los conceptos, los términos y las instituciones involucradas en la posible exportación de electricidad.
2017	DS N° 3058 promueve la creación del Ministerio de Energías y el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, con el propósito de lograr el 100% de acceso a la energía eléctrica, incrementar la generación eléctrica con la visión a exportar y fomentar las tecnologías basadas en energía renovable.
	DS N° 3120 autoriza el préstamo para la ejecución del Proyecto Geotérmico Laguna Colorada financiado por la Agencia de Cooperación Internacional del Japón (JICA), proyecto que tiene el objetivo de lograr la generación de 100MW de energía eléctrica a partir de los recursos geotérmicos, renovables y ecológicos.
2020	DS N° 4393, decretada con el objeto de crear el Ministerio de Culturas, Descolonización y Despatriarcalización, que además establece una nueva estructura, atribuciones y competencias al ministerio de Hidrocarburos y energías que incluye atribuciones sobre el sector eléctrico absorbiendo así al Ministerio de energías y modificando el Decreto Supremo N° 29894.
2021	DS N° 4477, establece las condiciones generales para la generación distribuida, su inyección a la red y su retribución o compensación económica; la normativa que estará vigente desde septiembre de 2021.

Fuente: elaboración propia a partir de información de la Gaceta Oficial del Estado Plurinacional de Bolivia.

con apertura a condiciones favorables, esta normativa será un gran avance en materia de acceso a la energía, desarrollo industrial comunitario y descarbonización.

Debemos agregar que no existen decretos, leyes o incentivos que motiven la implementación de proyectos de EA a gran escala e inversión, sea esta ejecutada con capital privado, con financiamiento extranjero o público.

## LA DESCARBONIZACIÓN EN EL SECTOR ENERGÍA

No cabe la menor duda que la crisis climática seguirá tomando fuerza en la agenda global del desarrollo, una vez que las consecuencias de la pandemia se vayan ralentizando y resolviendo a través de la aplicación masiva de la vacuna. El documento del Acuerdo de París recomienda a los países la elaboración de una estrategia de descarbonización a largo plazo, la misma debe estar relacionada con los ODS (Objetivos de Desarrollo Sostenible) y los INDC (Contribuciones Previstas y Determinadas a Nivel Nacional, por su sigla en inglés) presentados. Bolivia se adhirió al Acuerdo de París comprometiéndose en reducir las emisiones del sector eléctrico de 0,45kg/kWh a 0,04kg/kWh.

Según el reporte *Global Warming of 1.5°C* del IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) se considera al sector energético como el principal contribuyente de las emisiones de gases de efecto invernadero en la atmosfera, 34% de todas las emisiones el año 2010 considerando únicamente la provisión de energéticos, principalmente electricidad, a otros

sectores económicos (IPCC, 2018). Si a este sector se le adicionan las emisiones de carbono asociadas al uso directo de fuentes de energía secundaria/procesada en otros sectores, como el transporte, la industria o residencial, el sistema energético representaría el sector más relevante en términos de emisiones de carbono a nivel global.

Bajo este enfoque es importante prestar especial atención a los sistemas energéticos del país y buscar medidas apropiadas para promover su descarbonización. Sin embargo, independientemente de las medidas consideradas en el sector energético, que usualmente se traducen en políticas, restricciones o guías de gestión en la etapa de generación, es necesario comprender que estas deben estar acompañadas de cambios de comportamiento social de la población y de los sectores demandantes de los recursos si es que se desea lograr los objetivos marcados (IPCC, 2018).

Para limitar el calentamiento global a 1,5°C se necesitan medidas de transición rápidas y de gran alcance, por lo que es necesario que las emisiones netas globales de CO<sub>2</sub> proveniente del sector energético disminuyan hasta 2030 a un 45% respecto de los niveles de 2010, y que alcancen el “cero neto” en 2050. La manera de conseguir las metas planteadas por el IPCC es iniciar lo más pronto posible un proceso de reducción del consumo de combustibles fósiles, puesto que son la fuente principal de estas emisiones. Por otro lado, para cubrir las necesidades de energía de la sociedad, se vuelve necesario desacoplar la generación de energía de la producción de CO<sub>2</sub>,

esto significa pasar de una matriz energética basada en combustibles fósiles, a una matriz energética basada en energías limpias. A este proceso de descarbonización del sector energético se denomina “transición energética”.

El país se ha mostrado tibio con relación al cumplimiento de su compromiso con el IPCC, al no ser un país altamente industrializado, no se presenta como un país influyente (contaminante) en la región. Sin embargo, desde el punto de vista de la mitigación, sí adquiere relevancia por la importante superficie de bosque primario y secundario que tiene, aunque su notabilidad se manifieste por las altas tasas de deforestación (World Bank Group, 2015). En el sector energético no se percibe la necesidad de trabajar ni la urgencia de empezar a enfrentar esta situación de emergencia climática. Las políticas de gobierno se interpretan como que existe un derecho a contaminar por ser un país en desarrollo, lo que ha impulsado proyectos de explotación de recursos energéticos fósiles tanto para la exportación (hidrocarburos) como para la generación de electricidad.

En este sentido, en el periodo 2006 a 2019 la descarbonización no ha representado un desafío de magnitud, pues la transición energética se ha centrado en el consumo de GN con bajo o nulo incentivo al desarrollo de EA, pese a que estas últimas en su mayoría son financiadas por recursos de la cooperación internacional mediante donaciones o préstamos. Incluso, en la Agenda Patriótica o Planes Nacionales, los proyectos con EA fueron opacados; por el contrario, se ha optado por una política ambiental más amplia, genérica y ambigua de convivencia con la Madre Tierra, llamando a la reflexión, pero sin acciones concretas que logre el cumplimiento de los objetivos con el medio ambiente.

La diferencia entre la matriz energética y la matriz de generación eléctrica es que la electricidad representa solamente el 14% del total del consumo de energía en el país. En este sentido, las discusiones sobre proyectos o acciones para volver más limpio el sector eléctrico del país son marginales cuando se compara con la magnitud total del desafío. En términos de cantidad de energía, se busca que 6340 kBEP de la oferta eléctrica sea limpia, pero se habla muy poco sobre los 40500 kBEP que significa el resto del consumo de energía proveniente de combustibles fósiles.

En términos técnicos implica sustituir el uso de combustible fósiles por tecnologías que permitan utilizar fuentes renovables de energía y, en el actual

estado del arte de la tecnología, básicamente se trata de utilizar electricidad de manera generalizada<sup>14</sup>, se habla entonces de “electrificar” totalmente los diferentes sectores de la economía (residencial, transporte, industria, comercio y servicios, construcción, agropecuario y minería).

### INCENTIVOS PARA EL DESARROLLO CON ENERGÍAS ALTERNATIVAS Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

Los proyectos en EE han sido impulsados a la fecha mediante el programa Base de Indicadores de Eficiencia Energética (BIEE) en la región de Sudamérica y Centro-América, programa que es impulsado por la Agencia de Cooperación Alemana y el apoyo técnico de la Agencia Francesa para la Energía y el Ambiente, en el marco de la *International Partnership for Energy Efficiency Cooperation*. Por su parte, el gobierno, aunque no ha difundido extensivamente, mediante el Decreto Supremo N° 29466 aprobó el Programa Nacional de Eficiencia Energética (PNEE), que presentaba la campaña “Desplaza tu consumo eléctrico fuera de horas pico” y financiaba la sustitución de las lámparas incandescentes (focos) por lámparas fluorescentes compactas (ahorradoras). También en ese marco se creó la Red de Eficiencia Energética de Bolivia; a la fecha se desconoce sus actividades y logros. Aparentemente la actividad que se ha dejado pendiente y seguramente próxima a ser retomada y difundida es el desarrollo de herramientas de monitoreo para la evaluación del consumo energético y políticas de EE, que serían evaluadas por región geográfica y departamentos (IRENA, 2017). Asimismo, Bolivia ha participado en la elaboración de la norma ISO:50001, la cual es una normativa internacional que tiene como objetivo mantener y mejorar un sistema de gestión de energía en una organización.

Habiendo expuesto los antecedentes en materia normativa, se compararán a continuación las normativas y los avances de los países sudamericanos referidos a la implementación de EA y EE. En este cometido, se considera que la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, por sus siglas en inglés) en 2015 presenta ciertas prácticas, leyes y normas que se aplican en Centroamérica y Sudamérica para fomentar la inversión en EA y EE. Asimismo, se considera otro informe publicado por IRENA en 2017, en el que se expone las medidas de EE adoptadas o en elaboración en los países de la región.

14 El uso de biocombustibles queda en entredicho, pues en un análisis de ciclo de vida tiene un saldo neto de emisiones positivas.

**TABLA 10  
INCENTIVOS Y BENEFICIOS IMPULSADOS POR LOS GOBIERNOS DE SUDAMÉRICA PARA FOMENTAR A LAS ENERGÍAS ALTERNATIVAS Y EFICIENCIA ENERGÉTICA**

País	Incentivos a energías alternativas*										Incentivos a eficiencia energética	
	Estrategias/Ley para energías renovables	Exención de impuestos	Beneficios fiscales	Impuesto sobre el carbono	Depreciación acelerada	Ventajas en despacho y transmisión	Competitividad	Fondos y apoyo a la inversión	Requisitos sociales y de contenido local	Normativa ambiental específica para fomentar EA	Ley específica de EE	Programas etiquetados y/o estándares de EE
Argentina											EP	5
Bolivia											N	1
Brasil											S	3
Chile											EP	2
Colombia											S	3
Ecuador											S	5
Paraguay											N	3
Perú											S	3
Uruguay											S	6
Venezuela	D										S	3

Fuente: elaboración propia a partir de información de IRENA (2015; 2017).

\*En amarillo: Incentivos desactivados o no en vigencia. En verde: Incentivo implementado. D: En desarrollo. El glosario de términos de esta tabla se encuentra en el Anexo 1.



Parque Eólico de Qollpana, municipio de Pocona del departamento de Cochabamba. Fuente: Gobernación del Departamento de Cochabamba.

Para aclarar los escasos incentivos y beneficios en Bolivia, expuestos en la Tabla 10, podemos señalar lo siguiente:

- Las estrategias y la normativa legal para energías renovables no se han desarrollado de forma específica. Sin embargo, el gobierno central y las gobernaciones departamentales tienen planificado proyectos de EA, siempre bajo ejecución estatal. No se conoce intenciones de inversión en proyectos de generación con EA completamente privadas.
- La exención de impuestos y beneficios fiscales (gravamen aduanero cero) fue un mecanismo de acción durante la implementación de focos ahorradores, a la fecha, no están vigentes.
- La depreciación acelerada, ventajas de despacho y transmisión, competitividad, requisitos sociales y de contenido local, normativa ambiental especial para fomentar EA, no son oficiales ni expuestos a la luz pública. Sin embargo, se reconoce que las evaluaciones económicas, ambientales y sociales de cada proyecto, contemplan todos los procedimientos y los análisis costo-beneficio para la factibilidad de los proyectos de EA.
- Con relación a la EE, no existe una ley o decreto específico que norme los equipos de

eficiencia energética. El único programa de etiquetado y estándar de EE es para los equipos electrodomésticos, sin embargo, todos ellos vienen con etiquetado desde fábrica y actualmente no existe una entidad que controle y certifique la eficiencia.

Cada incentivo persigue objetivos diferentes, así cada gobierno de acuerdo con sus políticas de inversión pública y/o privada (según sea el caso) estudian por separado los diferentes tipos de incentivos que pueden viabilizar la inversión en EA y/o EE.

Las subastas y competitividad, por ejemplo, han sido un impulso para las energías renovables que suelen ofrecer a los adjudicatarios un contrato de compra de energía a largo plazo (Power Purchase Agreement, PPA) con duraciones que van de a 10 a 30 años, pudiendo estar fijados en términos de potencia instalada o generación, por tanto, las subastas pueden ser tecnológicamente neutras al evaluar los costos nivelados de energía.

Los beneficios fiscales y exención de impuestos permiten reducir los gastos de inversión y operativos para aquellas empresas que apuestan a la generación de EA. Si bien, ambos aspectos afectan en la

reducción de recaudación tributaria destinada a las arcas del Estado, normalmente ambas están ligadas de alguna forma con la compensación en el desarrollo social en la región o comunidad donde se desarrolla el proyecto. Asimismo, el goce de este incentivo para las empresas estatales podría representar una reducción en sus gastos administrativos, por ejemplo, en Bolivia donde para determinados equipos se ha logrado la exención de impuestos pagaderos con NOCRES (notas de crédito fiscal). Sin embargo, solo ciertas aduanas pueden brindar esta exención de gravamen o impuestos, de tal forma que existe la posibilidad de generar gastos adicionales por transporte, almacenaje y espera en los lugares centralizados y destinados a estas excepciones de importación. Sin duda, exponer beneficios fiscales y exención de impuestos o uno de ellos, podrá facilitar la ejecución de proyectos de EA.

Las EA, al contar con ventajas en el despacho y transmisión, han permitido establecer el orden priorizando los costos finales de generación más baratos y la no emisión de gases de efecto invernadero (GEI), evidenciando que las EA también son muy sostenibles económicamente. La electricidad inyectada al SIN por parte de dichas plantas tiene un precio de generación de largo plazo por encima del precio de nodo de energía. Las fuentes intermitentes no pueden ser remuneradas por potencia ya que no tienen la capacidad de

asegurarla, por lo tanto, al ser sólo remuneradas por energía, se produce un déficit que debe ser compensado por algún otro mecanismo.

## MERCADO DE BONOS DE CARBONO Y SU MONETIZACIÓN

La inversión en generación de energía a partir de los recursos renovables o proyectos del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) es un tema complejo de analizar, no solamente por la amplia gama de alternativas y el uso de tecnologías específicas, también tiene que ver con aspectos como el aprovechamiento de ese tipo de recursos y la posibilidad de proveer del servicio a la población en zonas remotas.

El mercado de carbono es uno de los mecanismos propuestos por el Protocolo de Kyoto para la compra de bonos de carbono, también denominados Certificado de Emisiones Reducidas (CER), esto corresponde a reducir una tonelada de dióxido de carbono equivalente (CO<sub>2</sub> e), es decir, reducir cualquier GEI considerado en el protocolo en una equivalencia con el dióxido de carbono. La inversión que logra reducir la emisión de CO<sub>2</sub> o capturar GEI puede obtener fondos frescos a través de su venta. El mecanismo funciona determinando la cantidad de toneladas de CO<sub>2</sub> reducidas, sea a través de la mejora en eficiencia o un proyecto nuevo que use recursos renovables; esta reducción de emisiones debe ser certificada por una entidad especializada. Por otro

**TABLA II**  
**ORDEN DE LA PRIORIDAD DE DESPACHO DE LAS CENTRALES ELÉCTRICAS (ESCENARIO BAU)**

	Argentina	Brasil	México	América Central	Caribe	S. Andina	R. Cono Sur
1	Nuclear	Nuclear	Nuclear	Geotérmica	Hidráulica	Geotérmica	Geotérmica
2	Hidráulica	Hidráulica	Geotérmica	Hidráulica	Eólica	Hidráulica	Hidráulica
3	Geotérmica	Importación <sup>+</sup>	Eólica	Eólica	Solar	Eólica	Eólica
4	Eólica	Eólica	Solar	Solar	Gas Natural	Solar	Solar
5	Solar	Solar	Hidráulica	Biomasa	Productos de petróleo	Biomasa	Biomasa
6	Biomasa	Biomasa	Biomasa	Gas Natural	Carbón mineral y coque	Gas Natural	Gas Natural
7	Gas Natural	Gas Natural	Gas Natural	Carbón mineral y coque	Biomasa	Carbón mineral y coque	Carbón mineral y coque
8	Carbón mineral y coque	Carbón mineral y coque	Carbón mineral y coque	Productos de petróleo	Importación	Productos de petróleo	Productos de petróleo
9	Productos de petróleo	Productos de petróleo	Productos de petróleo	Importación		Importación	Importación
10	Importación		Importación				

Fuente: elaboración propia a partir de información e Naciones Unidas, CEPAL, OLADE, BID.

lado, se consigue un comprador a través de la lista de países con exceso de emisiones. El valor de la tonelada de CO<sub>2</sub> la determina la Alianza de Líderes para la Fijación del Precio del Carbono, actualmente está alrededor de 31,68\$us, estimando que puede llegar en 50\$us y 100\$us en 2030.

Basado en estos mecanismos de flexibilidad nace el mercado del carbono, donde el bien a transar son las emisiones reducidas en forma de bono de carbono, cuyo precio se verá afectado por el nivel de demanda y oferentes existente. Así, todos aquellos países desarrollados comprometidos por el Protocolo de Kyoto, a los cuales les es difícil reducir el nivel de emisiones a las que se comprometieron dentro de su territorio por el alto costo que esto les supone, se transforman en los principales demandantes; por otro lado, todos aquellos países que dentro de las condiciones de los mecanismos antes mencionados logran poseer emisiones por debajo de las permitidas, y generar bonos de carbono se transforman en los oferentes.

Si bien el mecanismo representa un grado de complejidad por los periodos de implementación largos y el requerimiento de experiencia y capacidad técnica durante el proceso de certificación, es una buena forma de incentivo a la reducción de emisiones y la captura de GEI. El país ha ratificado su participación en el Protocolo de Kyoto en 2005 (DS N° 28218), pero ha mostrado poco interés en participar de este mecanismo, situación que representa una limitante sería a recursos y asistencia técnica.

La participación del país en el mercado de bonos de carbono permitiría encontrar una oportunidad para incentivar económicamente la mejora en la ecoeficiencia y la inversión en generación de energía con recursos renovables, estos últimos por su naturaleza ya califican para este mecanismo. Los recursos provenientes de la venta de estos bonos cubren un porcentaje importante de los costos a mediano y largo plazo. Considerando este escenario, las oportunidades que los proyectos MDL pueden llegar a abrir al país son diversas, a través de la renovación y/o incorporación de nuevas tecnologías que contribuyan al desarrollo sustentable del país y la mejora de procesos productivos. Se crearían, así, nuevas fuentes de empleo al mismo tiempo que se mejora el medio ambiente y la calidad de vida de la población.

Es indiscutible que las emisiones de CO<sub>2</sub> representan de alguna manera el desarrollo de un país. Es probable que el impacto de la huella de

carbono de Bolivia sea muy bajo comparado con otros países sudamericanos, como muestra la Figura 16, donde Uruguay y Paraguay son los países con menos emisiones de carbono, después se encuentra Bolivia con 21.000Kton<sup>15</sup> emitidas durante el 2018. Le siguen Ecuador, Perú, Colombia, Chile, Argentina y Brasil, siendo este último el país con mayor cantidad de emisiones en la región. A ello, se tiene que agregar las evaluaciones macroeconómicas que brindan una referencia de la relación entre el uso de energía y las emisiones de CO<sub>2</sub>, si en algún caso, esto representa un justificativo para contaminar desde el punto de vista económico y del desarrollo para vivir bien.

El índice CO<sub>2</sub>/PIB precios constantes 2011 (Figura 17) es la relación entre contaminación y crecimiento económico. Los decrementos en este índice significan que el país está implementando tecnologías para mitigar la contaminación, manteniendo un crecimiento económico. El caso más claro es Brasil, el país más contaminante en cifras absolutas, pero con un índice ubicado en la media de la región, sea por sus acciones de mitigación o por su gran crecimiento. El índice para Bolivia muestra el valor más alto en la región, lo que significa que contamina más a cambio de menos réditos económicos.

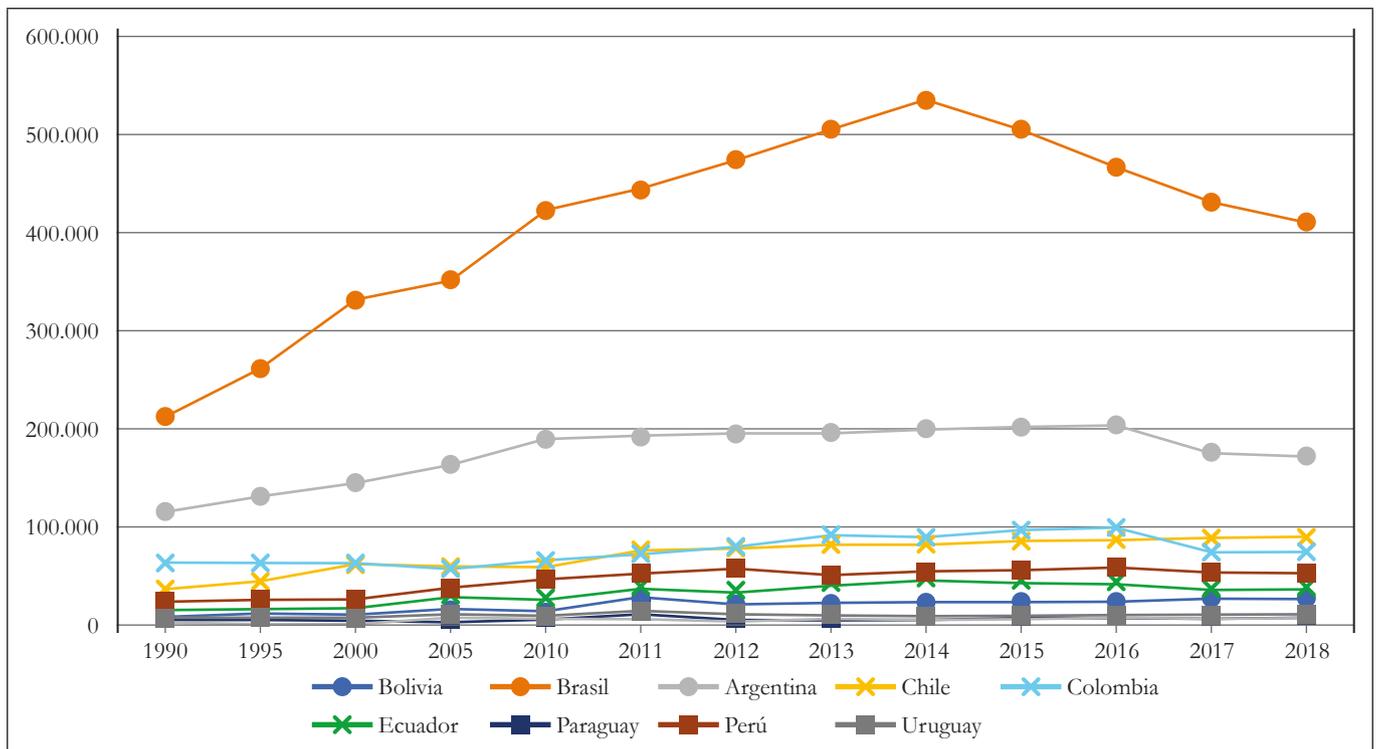
Otra relación interesante de analizar son las emisiones de CO<sub>2</sub> per cápita, en otras palabras, la huella de carbono por cada habitante del país. En esta relación, Bolivia tiene la misma cantidad de emisiones de CO<sub>2</sub> por habitante que países con mayor nivel industrial como Brasil, Colombia y Perú. El crecimiento y desarrollo tecnológico de las industrias se refleja en las Figuras 16, 17 y 18, que hacen evidente la situación actual como país exportador de materias primas e importador de productos terminados, como uno de bajo nivel de desarrollo económico.

## INTENSIDAD ENERGÉTICA

El indicador de intensidad energética resulta de la relación entre consumo energético y el PIB. Este indicador muestra la relación entre el consumo energético y el volumen de la actividad económica. Se lee como la cantidad de energía necesaria para generar una unidad de PIB, el valor más alto representa también un alto nivel de ineficiencia en el consumo de energía por el valor producido. En el caso de Bolivia (Figura 19), la intensidad es la más alta de Sudamérica, después de Venezuela, lo cual quiere decir que necesita una alta cantidad de energía para generar un ingreso económico.

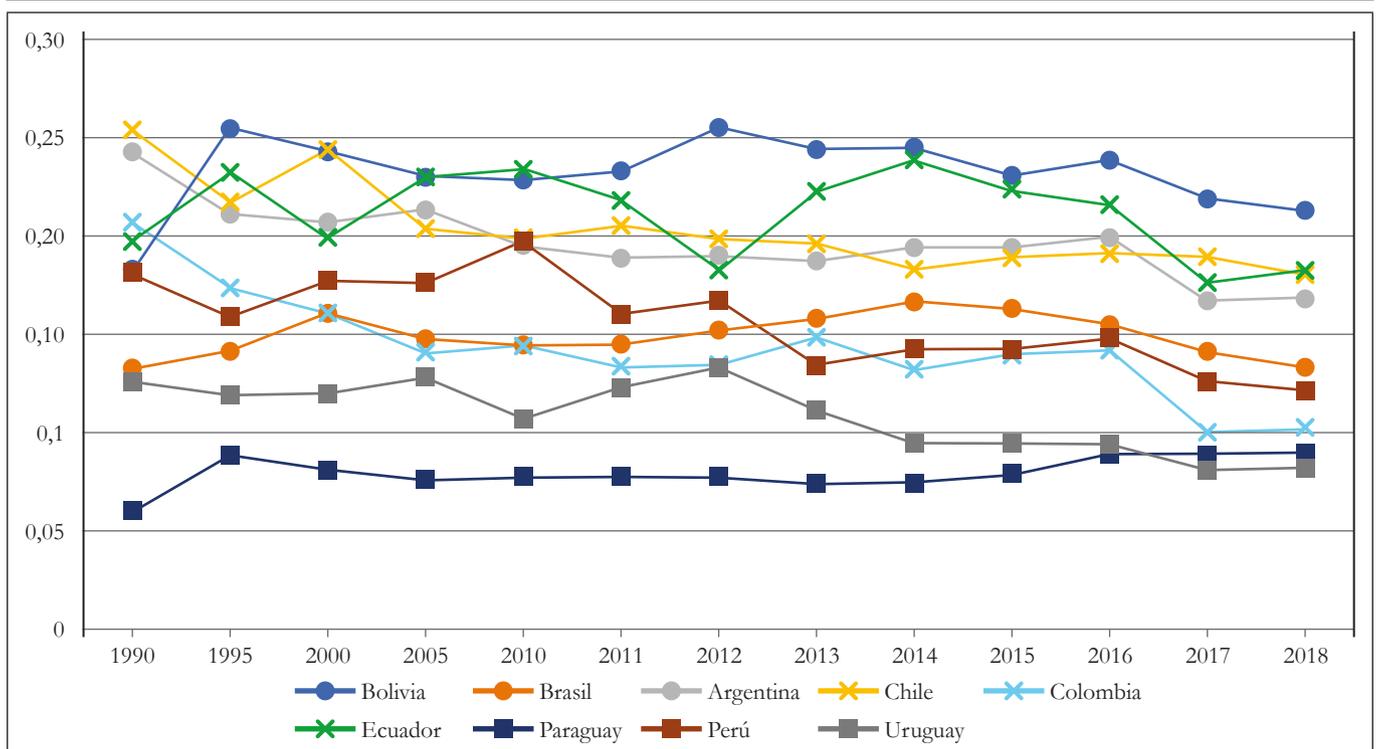
15 Kton = Kilo toneladas (10<sup>3</sup> toneladas).

**FIGURA 16**  
EMISIONES DE CO<sub>2</sub> EN SUDAMÉRICA, POR PAÍS (EXPRESADO EN KTON)



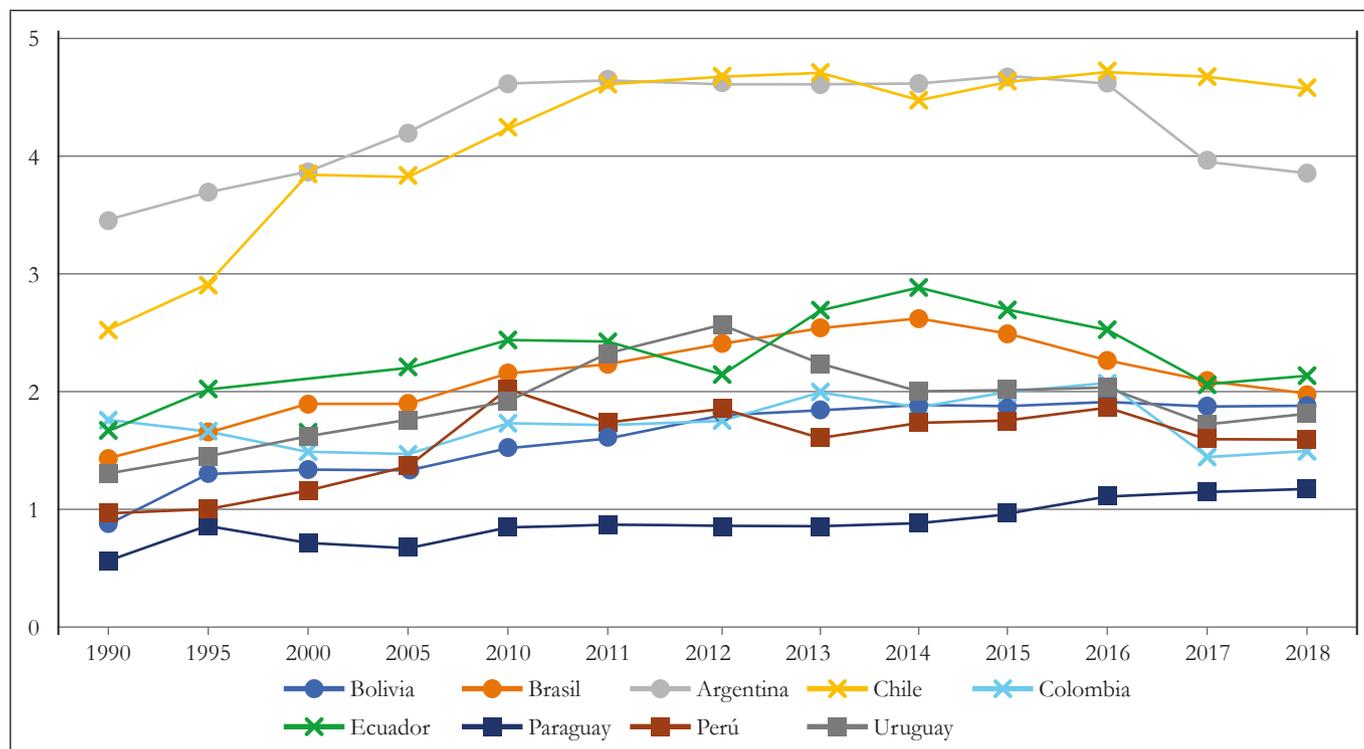
Fuente: elaboración propia con datos del Banco Mundial.

**FIGURA 17**  
RELACIÓN EMISIONES CO<sub>2</sub>/PIB - PPA PRECIOS CONSTANTES 2011



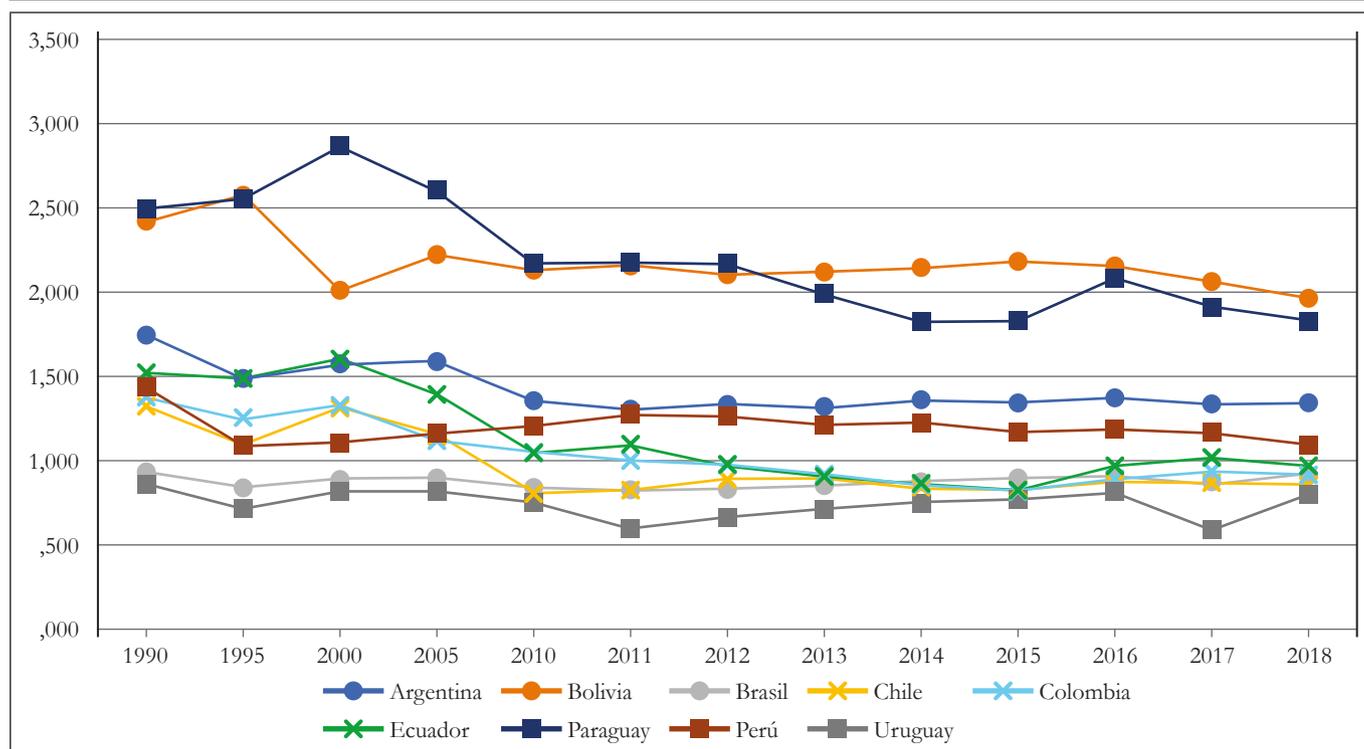
Fuente: elaboración propia con datos del Banco Mundial.

**FIGURA 18**  
EMISIONES DE CO<sub>2</sub> PER CÁPITA



Fuente: elaboración propia con datos del Banco Mundial.

**FIGURA 19**  
INTENSIDAD ENERGÉTICA EN BOLIVIA Y SUDAMÉRICA



Fuente: elaboración propia con datos del Banco Mundial.

**ENERGÍAS ALTERNATIVAS Y MATERIALES**

Investigaciones realizadas independientemente por: a) la corporación General Electric, b) la Unión Europea, c) el gobierno de Japón y d) Graedel *et al.* (2015), sobre los materiales necesarios para desarrollar EA, señalan que alcanzar la brecha de reducción de temperatura demanda una gran cantidad de explotación de minerales; muchos de los cuales son, en su mayoría, minerales raros en el mundo. A continuación, mostramos una lista:

Tecnología	Materiales potencialmente críticos
Pilas	Plomo, lantano, níquel, cobalto, grafito, litio, magnesio, vanadio.
Energía solar	Níquel, plata, estaño, galio, indio, selenio, telurio.
Imanes-Magnetos (para motores de alta eficiencia)	Cobalto, níquel, samario, disprosio, neodimio, praseodimio, terbio.
Iluminación	Cerio, europio, lantano, manganeso, terbio, itrio, europio, galio, germanio, indio, lantano, níquel, plata, terbio, estaño.
Catalizadores	Cerio, lantano, paladio, platino, rodio.
Celdas	Cerio, cobalto, gadolinio, lantano, paladio, platino, rodio, itrio.
Electrólisis de hidrógeno	Paladio, platino, rodio.

Sin duda, la exploración y explotación de los minerales señalados, además de los minerales comunes para las estructuras, como el cemento, acero, plástico, vidrio, aluminio, cobre y hierro, podría representar impactos ambientales que no favorezcan al cumplimiento de los objetivos COP21. Sin embargo, se debe entender que todo incremento en demanda de energía va conforme al mercado de materiales disponibles, en este sentido, muchos expertos exponen que hay tres respuestas obvias que tienen el potencial de mitigar la criticidad de los materiales:

1. Aumentar y diversificar la producción primaria.
2. Mejorar la eficiencia en la utilización de materiales (mayor eficiencia de fabricación, reutilización y reciclaje de materiales).
3. Desarrollar materiales sustitutos.

Desde la perspectiva de los gobiernos y política pública, sin embargo, la cuestión central es determinar quién debe ser responsable de emprender estas respuestas.

A todo ello, debemos agregar que en el caso particular de Bolivia:

- Bolivia, además de contar con el potencial de generación con EA, también cuenta con los



Pozo geotérmico en la Laguna Colorada, departamento de Potosí. Fuente: [www.ende.bo](http://www.ende.bo)

minerales requeridos para estas tecnologías. Sin embargo, la falta de desarrollo industrial en nuestro país limita la oportunidad de fabricación, por lo que es necesario incentivar las tecnologías de producción y el desarrollo de industrial con el sector público y privado en el marco de los tres puntos señalados líneas arriba.

- La energía geotérmica por su parte, no demanda varios minerales expuestos líneas arriba, por lo contrario, en cuanto a infraestructura se asemeja a la explotación de hidrocarburos sumada a la generación termoeléctrica, con la gran diferencia de que utiliza el vapor o agua a altas temperaturas para lograr la generación en vez de utilizar combustibles fósiles. En este sentido, la energía geotérmica presenta ventajas para la generación eléctrica si comparamos incluso con otras EA.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES<sup>16</sup>

Por todo lo expuesto a lo largo del documento, concluimos y recomendamos lo siguiente:

- Bolivia actualmente cuenta con un excedente en la oferta de energía eléctrica, impulsada por la generación proveniente de plantas termoeléctricas, con el sector residencial como el principal consumidor de energía eléctrica. Los mega campos han tenido una declinación de producción importante en los últimos años, afectando los ingresos por exportación y mostrando la vulnerabilidad de su posible agotamiento en el largo plazo y la debilidad estratégica que podría manifestarse en una matriz energética basada en ese recurso no renovable; a ello se debe agregar que en el mercado interno es comercializado a precios subsidiados a generadoras, industrias y transporte. Considerando las tendencias de las tecnologías actuales, desarrollar acciones en el corto plazo para incentivar el uso de equipamiento eléctrico a cambio del GN y promover el desarrollo industrial en todas las escalas parece ser una medida factible para cerrar la brecha de mercado; ello de manera que se pueda conseguir en el mediano plazo una matriz energética más equilibrada, flexible y concordante con el compromiso de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> y la descarbonización.
- Exportar energía eléctrica y constituirse como el corazón energético de Sudamérica parece una medida atractiva alimentada por el excedente

en la oferta, pero es poco práctica y de difícil justificación en la realidad. Es posible considerar 1.000MW aproximadamente de excedentes en potencia, del cual su aprovechamiento podría estar alrededor del 60% o 70% considerando que esa generación proviene de termoeléctricas; a ello se debe agregar la existencia de pérdidas de carga por nodo y por longitud, exportando así una potencia final insignificante para los países vecinos, cuya demanda es superior a los 10TWH consumidos en Bolivia, contra los 45TWH en Perú, 120TWH en Argentina y 500TWH en Brasil. Por su parte, Paraguay genera 12TWH, sin embargo, el país cuenta con autosuficiencia energética además de contar con las tarifas eléctricas más bajas y competitivas de la región. A todo ello, es necesario añadir que la “calidad” de energía también influirá en los resultados de negociación, considerando que el excedente de electricidad proviene de termoeléctricas susceptibles a las volatilidades del precio del gas natural y los pagos por emisiones de CO<sub>2</sub> (que en algún momento podrían ser aplicados a Bolivia), por lo que hay que asumir que el precio de electricidad generado con termoeléctricas puede no ser atractivo a un largo plazo en el mercado de exportación. No exportar electricidad y hacer de la electricidad el corazón del desarrollo industrial y económico en el mercado nacional será sin duda la mejor decisión a mediano y largo plazo.

- El sector de transporte es el mayor consumidor de energía en el país, usuarios que utilizan combustibles fósiles (gas natural, gasolina y diésel) subsidiados; irónicamente el único usuario de este sector que consume electricidad es el teleférico cuya tarifa aplicada (comercial) es la más elevada comparando con el sector industrial y residencial. El teleférico es sin duda un mecanismo de transporte eficiente desde el punto de vista ambiental y de tráfico, sin embargo, se observa que las cabinas están llenas solo en horarios pico; utilizar el mismo tiene sus desventajas debido a varios factores como el precio del pasaje, los costosos incrementos por cambios de línea, entre otros, lo que quiere decir que la opción de utilizar este medio de transporte es viable solo cuando existe un ahorro en tiempo, cuando en realidad el uso del mismo debería ser potenciado para que se convierta en el principal medio de transporte. Es preciso incentivar el uso del transporte eléctrico o mixto, tanto en inversión (gravámenes aduaneros e impuestos)

<sup>16</sup> Para más información, ver *Los incentivos fiscales a las empresas en América Latina y el Caribe* (Naciones Unidas y Oxfam, 2019).

como en operación (tarifas por kWh), para que el usuario final pueda acceder a los mismos con preferencias sobre los transportes con combustibles fósiles. Por otra parte, también es recomendable que los sindicatos o cooperativas de transporte puedan participar en inversiones público-privadas para buscar el bien común y optimizar los medios de transporte.

- Sin duda el GN es un pilar fundamental en la política económica del gobierno, como fuente de ingresos a partir de su exportación y como fuente energética. Si bien constituye la riqueza energética de Bolivia, la descarbonización, la implementación de tecnologías en EA, la EE y los bonos de carbono son aspectos compatibles que representan estabilidad en las inversiones a largo plazo y una matriz energética más equilibrada; estos aspectos, sumados a las políticas de gobierno, podrán transformarse fortaleciendo el motor productivo y de empleo en el país, puesto que toda industria busca optimizar el acceso a fuentes de materia prima y energía competitiva (precio y calidad). Al respecto, deben considerarse también factores políticos (subvenciones, impuestos, otorgación de suelos industriales, desarrollo de legislaciones laborales flexibles, etc.) que armonicen el desarrollo mutuo.
- El incentivo de Generación Distribuida establecido por el Decreto Supremo N° 4477 y su similar, Ley Departamental de Santa Cruz N° 177, aun no tienen claro los beneficios económicos de su aplicación, sin embargo, ambas representan una medida que ayuda a la implementación de paneles fotovoltaicos, puesto que permite convertir a un usuario (consumidor final) en usuario-generador, de tal forma que la energía generada con los fotovoltaicos sea utilizada para el autoconsumo y se pueda contar además con cierta remuneración por el excedente de energía inyectada a la red, misma que sería compensada con la energía consumida. En contraste, todavía es necesario estudiar con mayor detalle la etapa de monetización de excedentes generados para aquellos que producen más de lo que demandan, en especial, considerando los contextos geográficos y sectoriales de tal forma que permita ampliar con claridad los impactos positivos de esta medida en el sistema nacional.
- No se observa el impulso a la geotermia pese a que en Bolivia existen prospectos para un desarrollo potencial. De todos ellos, el proyecto Geotérmico Laguna Colorada cuenta con un recurso energético probado y cuenta con financiamiento de JICA, sin embargo, a la fecha no se observa cambios

importantes para impulsar el desarrollo de los 100MW inicialmente planificados. Cabe resaltar que esta tecnología es reconocida en el vecino país de Chile y varios otros en el mundo como energía asequible, segura, renovable y respetuosa con el medio ambiente, sin embargo, es necesario considerar a la misma como energía base y, a través del proyecto, acceder a mercados de bonos de carbono para maximizar los retornos de inversión en este tipo de plantas.

- La importancia de que el país acceda al MDL y a los bonos de carbono permitiría mejorar la factibilidad de las inversiones en EA y la EE. La aplicación de los proyectos con el MDL también abriría espacio para la formación de personal técnico y la disposición de una demanda laboral importante. El país, beneficiándose por el importante potencial y variedad en fuentes alternativas, podría alcanzar notoriedad internacional en el desarrollo e implementación de políticas y tecnologías de punta.
- El gobierno elaboró y presentó planes y estrategias para el desarrollo del sector de energía eléctrica y EA; estos documentos guiaron las decisiones de inversión y acciones para la consecución de sus objetivos. La agenda del sector está fuertemente asociada al logro de la cobertura total de energía eléctrica a la población y la oportunidad que brinda la exportación a los países vecinos. En todo caso, incrementar las plantas de energía renovable en sistemas aislados es y será la mejor medida para mejorar la cobertura rural y establecer soberanía en los puntos fronterizos. Asimismo, hay que considerar que, de todas las EA, las fuentes de energía geotérmica se encuentran muy próximas a las fronteras y, de ser desarrolladas, podrían generar electricidad factible para exportación por su localización y su factor de carga, entre otros factores que esta tecnología brinda en comparación con otras.
- La sobreestimación del crecimiento de la demanda interna de energía eléctrica y los limitados resultados obtenidos en las gestiones para la exportación han generado una sobreoferta en el mercado, lo que ocasiona que algunas plantas estén trabajando a escalas menores de las rentables, aspecto que en el mediano y largo plazo pueden comprometer su sostenibilidad, existiendo siempre la posibilidad de trasladar esta ineficiencia a la estructura de las tarifas al consumidor.
- El desarrollo de fuentes renovables ha tenido avances importantes, a través de los proyectos que ya se integraron al sistema, sin embargo, estas

fuentes son vistas como un complemento a las fuentes tradicionales de gas e hidro, soslayando las tendencias mundiales hacia la priorización de las fuentes alternativas en busca de la reducción de emisión de GEI. Ello en el mediano y largo plazo podría representar limitaciones en la operabilidad en el mercado interno, la posibilidad de exportación y también de acceso a mecanismos de financiamiento y desarrollo tecnológico.

- La situación en la que se encuentra el sector es al menos preocupante por la insostenibilidad de mantener una sobreoferta en el mercado. El inexistente desarrollo de un marco normativo acorde al establecido por la CPE y a las estrategias definidas limita sustancialmente el desarrollo de una demanda interna. Ante la crisis económica generada por la pandemia, el gobierno ha reducido su capacidad de inversión en grandes proyectos productivos y el sector privado inversor todavía está trabajando en mantenerse en el mercado, lo que no lo deja ver como un actor relevante; no se vislumbra, como consecuencia, un crecimiento importante en la demanda.
- El sector de energía eléctrica ha tenido una transformación importante en los pasados años, sin embargo, los logros alcanzados tendrán un limitado impacto en los niveles de desarrollo y transformación del país si no se asumen políticas y estrategias integrales para proporcionar bienestar al ciudadano y convertir la energía eléctrica en un factor preponderante para incentivar al sector productivo en el marco de una visión de equilibrio y respeto al medio ambiente.

## BIBLIOGRAFÍA Y FUENTES

Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear – AETN (2020). Anuarios estadísticos. Disponible en: <https://www.aetn.gob.bo/>

Banco Interamericano de Desarrollo – BID (2016). *Estudios Complementarios de Apoyo al Proceso de Integración Energética Andina*. Disponible en: <https://www.coursehero.com/file/43632852/EZSHARE-2139291885-39pdf/>

Empresa Nacional de Electricidad - ENDE (2019). *Audiencia de rendición pública de cuentas inicial*. Disponible en: <http://www.ende.bo/rendiciones>

Empresa Nacional de Electricidad - ENDE (2020). *Audiencia de rendición pública de cuentas final*. Disponible en: <http://www.ende.bo/rendiciones>

Gaceta Oficial del Estado Plurinacional de Bolivia (1994). *Ley N° 1604 de electricidad*. Disponible en: <http://www.gacetaoficialdebolivia.gob.bo/normas>

Gaceta Oficial del Estado Plurinacional de Bolivia (2017). *Decreto Supremo N° 3058 de creación del Ministerio de Energías*. Disponible en: <http://www.gacetaoficialdebolivia.gob.bo/normas>

Gaceta Oficial del Estado Plurinacional de Bolivia (2021). *Decreto Supremo N° 4477*. Disponible en: <http://www.gacetaoficialdebolivia.gob.bo/normas>

Gaceta Oficial del Estado Plurinacional de Bolivia (2021). *Decreto Supremo N° 24466 de aprobación del Programa Nacional de Eficiencia Energética*. Disponible en: <http://www.gacetaoficialdebolivia.gob.bo/normas>

GeoBolivia (2020). *Visualizador*. Disponible en: <http://geo.gob.bo/>

Graedel, T. E.; E. M. Harper, N. T. Nassar, Philip Nuss y Barbara K. Reck (2015). *Criticality of metals and metalloids*. Disponible en: <https://www.pnas.org/>

Intergovernmental Panel on Climate Change – IPCC (2018). *Global Warming of 1.5 °C*. Disponible en: <https://www.ipcc.ch/sr15/>

International Renewable Energy Agency – IRENA (2015). *Energías Renovables en América Latina en 2015: Sumario de Políticas*. Disponible en: <https://www.irena.org/>

International Renewable Energy Agency – IRENA (2017). *Eficiencia Energética en América Latina y el Caribe: Avances y Oportunidades*. Disponible en: <https://www.irena.org/>

La Razón (2021). *Una tendencia o realidad que se abre paso en Bolivia: Autos eléctricos*. Disponible en: <https://www.la-razon.com/financiero/2021/01/20/una-tendencia-o-realidad-que-se-abre-paso-en-bolivia-autos-electricos/>

Ministerio de Hidrocarburos y Energía del Estado Plurinacional de Bolivia (2014a). *Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025*. La Paz: Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas.

Ministerio de Hidrocarburos y Energía del Estado Plurinacional de Bolivia (2014b). *Plan para el Desarrollo de las Energías Alternativas 2025*. La Paz: Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas.

Ministerio de Hidrocarburos y Energía del Estado Plurinacional de Bolivia (2019). *Balance Energético Nacional*. La Paz: Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

Ministerio de Hidrocarburos y Energía del Estado Plurinacional de Bolivia (2012). *Políticas de Energías Alternativas para el Sector Eléctrico en el Estado Plurinacional de Bolivia*. La Paz: Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

World Bank Group (2015). *Bolivia Systematic Country Diagnostic: Rebalancing Inclusive Growth to Deepen Gains on Poverty and Inequality Reduction*. Washington: World Bank.

## ANEXO I

### GLOSARIO

**Estrategia/ley de energías renovables:** Estrategia o normativa específica en vigor para fomentar las energías renovables o una de ellas.

**Exención de impuestos:** Disposiciones en vigor de dispensa de algún tipo de impuesto (IVA, sobre combustibles, renta, impuestos locales/regionales o reembolsos especiales).

**Beneficios fiscales:** Beneficios económicos en importación/exportación, estabilidad fiscal, seguros y otros normados por cada gobierno.

**Impuesto sobre el carbono:** Impuesto sobre las emisiones de carbono en vigor.

**Depreciación acelerada:** Inversión que se puede depreciar más rápido que para negocios normales.

**Ventajas en despacho y transmisión:** Se refiere cualquier ventaja existente para los productores de EA, en materia de despacho o transmisión (descuento o exención en las tasas de transmisión, transmisión prioritaria, acceso a la red garantizado, despacho preferente, entre otros).

**Competitividad:** Se refiere a los aspectos económicos que pone en competencia constante los precios y calidad (subastas o licitaciones del gobierno para contratar EA, pago de primas para productores de EA, cuota o cupos obligatorios de generación de EA).

**Fondos y apoyo a la inversión:** Se refiere a la financiación y apoyos económicos especiales para las EA (fondo público existente para financiar proyectos de EA), pudiendo ser fondos para criterios específicos o elegibles, apoyo previo a la inversión para estudios de viabilidad, mapeo de recursos y otras actividades previas a la inversión.

**Requisitos sociales y de contenido local:** Son disposiciones que requieren contenido local para fomentar un impacto social y económico de las EA en la región o comunidad.

**Normativa ambiental específica para fomentar EA:** Normas medioambientales especiales, generalmente más favorables, para determinados proyectos de energía renovable.

**Ley específica de EE:** Ley que norme los equipos de eficiencia energética y sus aplicaciones.

**Programas etiquetado y/o estándares de EE:** Programas que permitan identificar y estandarizar los equipos de eficiencia energética.

# Publicaciones

CUADERNOS DE COYUNTURA

plataforma energética

30



**Situación y perspectivas del sector hidrocarburos en Bolivia**

CUADERNOS DE COYUNTURA

plataforma energética

29

**La cuenca Katari: de la precariedad urbana a la desigualdad socioecológica**



CUADERNOS DE COYUNTURA

plataforma energética

28

**Urbanización y degradación ambiental en la cuenca Katari**



CUADERNOS DE COYUNTURA

plataforma energética

27



**Desarrollo con Energías Alternativas en Bolivia**

CUADERNOS DE COYUNTURA

plataforma energética

26

**Lithium and the political crisis in Bolivia**



CUADERNOS DE COYUNTURA

plataforma energética

25

**Empresas chinas en Bolivia: Denuncias sobre derechos de los trabajadores y situación ambiental**  
Periodo 2015 - 2019



CUADERNOS DE COYUNTURA

plataforma energética

24

**Bolivia: ¿Cómo nos afecta el calentamiento global y qué hacemos para enfrentarlo?**  
La situación de los gases refrigerantes y el carbono negro



CUADERNOS DE COYUNTURA

plataforma energética

23

**Refundación de la Comibol: Apertura al capital extranjero y cambio de régimen laboral**



CUADERNOS DE COYUNTURA

plataforma energética

22

**SAQUEO, DEVASTACIÓN AMBIENTAL Y RECOLONIZACIÓN DE TERRITORIOS INDÍGENAS: LA FRUSTRADA NACIONALIZACIÓN DE LOS HIDROCARBUROS EN BOLIVIA**

