

CAMBIO CLIMÁTICO ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE

# LA SENDA HACIA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN BOLIVIA

**Gustavo Zárate Taborga**

Febrero 2025



# ÍNDICE

<b>1.</b>	<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>4</b>
<b>2.</b>	<b>LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA DEL SIGLO XXI</b>	<b>5</b>
2.1.	Perspectivas en el mundo .....	5
2.2.	América Latina, potencial y avance lento .....	7
<b>3.</b>	<b>DIAGNÓSTICO DEL SECTOR DE ENERGÍA EN BOLIVIA</b>	<b>10</b>
3.1.	¿Subvencionar o no subvencionar? Esa es la cuestión .....	10
3.1.1.	Impuestos, subsidios y distorsiones de precio .....	10
3.1.2.	Petroleum non dat quod non habet .....	11
3.1.3.	¿Qué viene después del gas? .....	12
3.1.4.	La subvención puede ser equitativa con la discriminación de precios .....	13
3.2.	Sector eléctrico, de fósiles a renovables .....	14
3.2.1.	La remuneración a la generación eléctrica en Bolivia .....	15
3.2.2.	La falacia de la energía renovable cara .....	16
<b>4.</b>	<b>¿QUO VADIS BOLIVIA?</b>	<b>17</b>
4.1.	La importancia de la planificación .....	17
4.2.	El financiamiento de la transición energética .....	17
4.3.	Electromovilidad, un nuevo paradigma .....	18
4.4.	Eficiencia energética, la energía invisible .....	18
4.5.	Generación distribuida, la revolución silenciosa .....	18
<b>5.</b>	<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>19</b>
5.1.	Conclusiones .....	19
5.2.	Recomendaciones .....	19
<b>6.</b>	<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>21</b>

# 1.

## INTRODUCCIÓN

El mundo está afrontando un proceso de transición energética, sin embargo, no es la primera vez que sucede. Desde la primera revolución industrial, la humanidad vivió transiciones energéticas con características distintas y en etapas diferenciadas. El crecimiento de la población con nuevas necesidades implica un incremento constante de la demanda de energía y, por ende, nuevas formas de satisfacerla.

Bolivia no es la excepción y para proponer una reforma en la política energética del país, primero es imprescindible plantearse algunas preguntas:

1. ¿Podemos reducir nuestra dependencia de los combustibles fósiles?
2. ¿Cuál es el mejor camino para realizar una transición energética?
3. ¿Cuánto estamos dispuestos a sacrificar para lograr las respuestas a las preguntas anteriores?

## 2.

# LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA DEL SIGLO XXI

La electricidad es la fuente de energía del siglo XXI. Como fuente secundaria de energía, el hecho de poder generarla a partir de distintas fuentes primarias de energía la convierte en una alternativa versátil.

En ese sentido, la transición energética actual es el reemplazo de combustibles fósiles, como el petróleo, el gas y el carbón, para generación de electricidad por otras fuentes tradicionales (hidroelectricidad) y alternativas (solar, eólica y geotérmica) y la utilización de electricidad en sectores alimentados por los derivados del petróleo, como el transporte.

Este reemplazo será paulatino y habrá una cohabitación entre las fuentes de energía tradicionales y alternativas, de acuerdo a las características de cada país o región en caso de existir interconexión. Este reemplazo es palpable desde ahora, puesto que la Agencia Internacional de Energía (AIE) registra que la inversión en energía limpia fue de \$us 1.75 billones frente a los \$us 1.1 billones en combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas) en 2023, mientras que en 2015 la relación fue de 1.1 y 1.3, respectivamente.

### 2.1. Perspectivas en el mundo

Para 2022, la oferta de fuentes fósiles representa el 80% de los 632 Ej/día consumidos en el mundo, 4% para la biomasa, 5% nuclear y 12% para las energías renovables. Con la tendencia actual, la demanda de energía aumentará en 15% hasta 2050, alcanzando los 725 Ej/día, con un peso de 60% para los fósiles, 2% para la biomasa, 7% nuclear y 31% para las energías renovables.

Bajo esa lógica, la tendencia es modificar el patrón de las fuentes primarias de energía para generación eléctrica. En el gráfico 1 se puede observar que la capacidad instalada en eólico y solar en operación actualmente es de 1.500 GW, mientras que la generación a partir de combustibles fósiles es de 4.000 GW, sin embargo, los proyectos en construcción, desarrollo y evaluación llegan a 4.600 GW en renovables, frente a poco más de 400 alimentados por energía fósil.

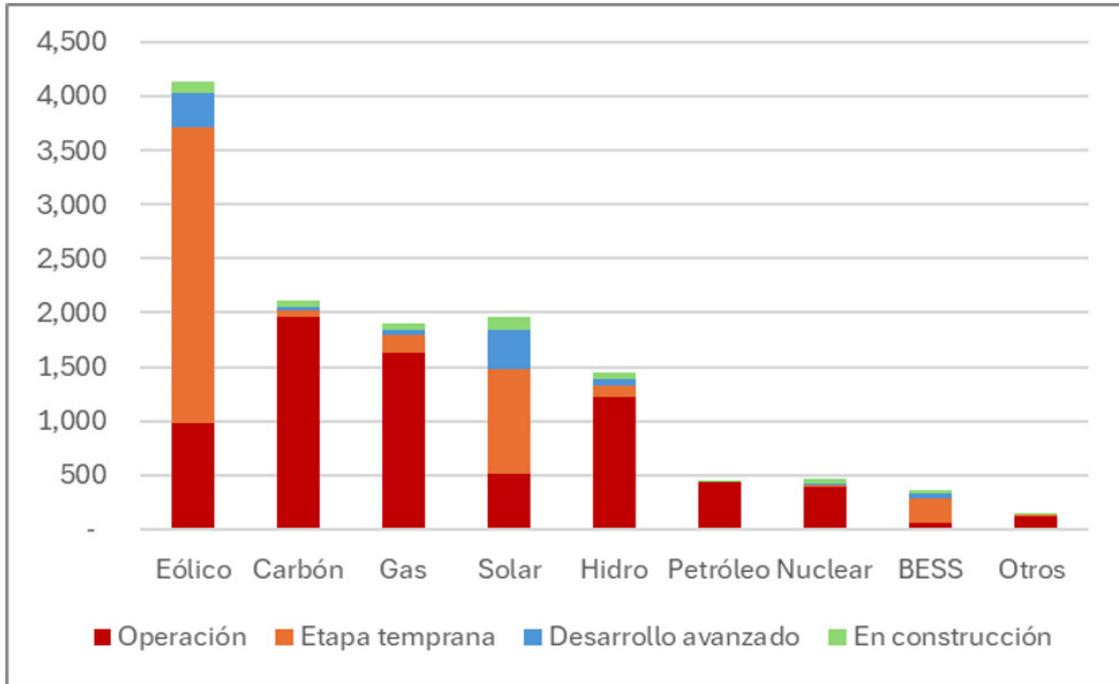
Este cambio está guiado por China, puesto que la capacidad instalada en energías renovables de este país corresponde al 50% mundial, seguido de lejos por EEUU con 10% e India y Alemania con 5% cada uno. Esta tendencia se mantendrá así al menos los próximos 10 años, es decir que para 2033 China tendrá más 5.000 GW de capacidad instalada en energía renovable.

La tendencia creciente de las energías renovables es muy clara. Para finales de 2024, la capacidad instalada en ER y BESS a nivel mundial será de 3.550 GW (mil veces la capacidad de todo el SIN boliviano), con una tasa de crecimiento anual promedio superior al 12% hasta 2033, que se espera superar los 10 TW de capacidad instalada.

La energía solar es la de mayor penetración, con más 2.200 GW instalados al 2024 y que casi se van a triplicar en los siguientes nueve años, representando más del 60% del total de estas fuentes. En segundo lugar está la tecnología eólica onshore, que duplicará la capacidad actual hasta el 2031, aunque su participación en el total va a reducirse de 30% a 20%

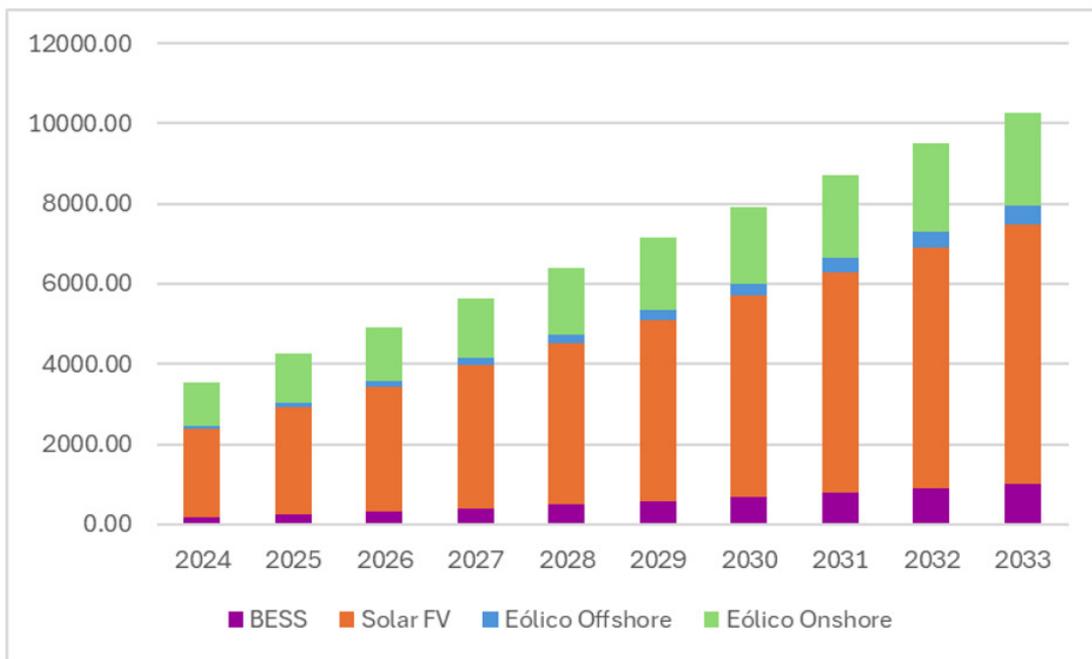
La tecnología de mayor crecimiento son los BESS, con tasas de crecimiento promedio anuales de 23% y cuya participación se duplicará entre 2024 y 2033.

Gráfico 1.  
Evolución de la capacidad instalada en GW por tipo de tecnología



Fuente: Elaboración propia con datos de WM

Gráfico 2.  
Capacidad instalada de ER en GW por tipo de tecnología



Fuente: Elaboración propia con datos de WM

## 2.2. América Latina, potencial y avance lento

América Latina y el Caribe tiene un enorme potencial para descarbonizar su economía a través de energías limpias tradicionales como la hidroelectricidad y energías alternativas como la solar y eólica, pero se debe allanar el camino a través del acceso a financiamiento, reducción de subsidios a combustibles fósiles y la implementación de políticas como la electromovilidad y la eficiencia energética.

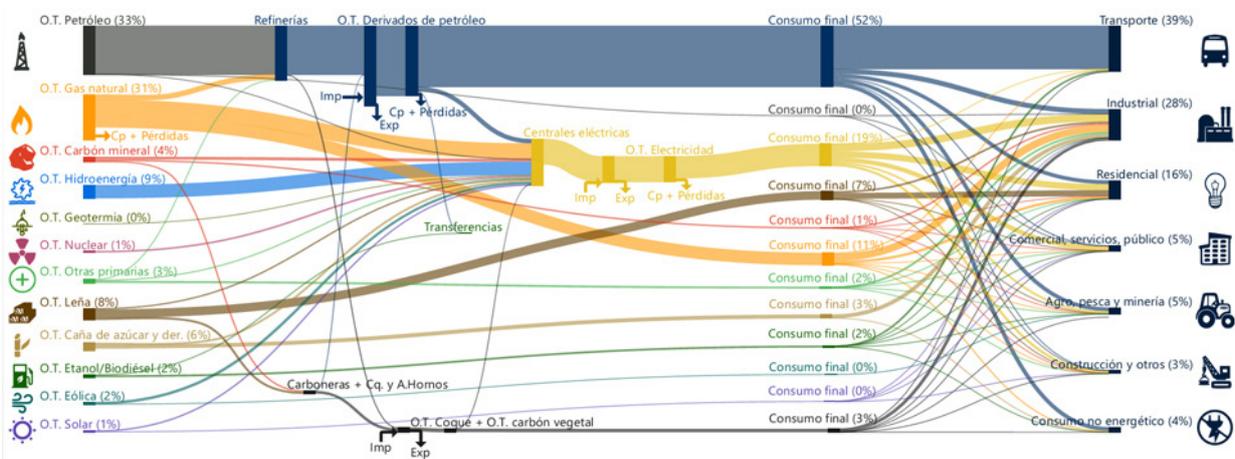
De acuerdo a OLADE, en América Latina al 2022 las fuentes de energía primarias preponderantes en la oferta total son el petróleo (33%) y el gas (32%), con la hidroelectricidad en

un lejano tercer lugar (9%) y las ER con apenas 3%. Por el lado de la demanda, los sectores de mayor consumo son transporte (39%), la industria (28%) y el sector residencial (16%).

Prácticamente todo el petróleo se destina a derivados para consumo del sector transporte, mientras que el sector industrial consume sobre todo electricidad y gas natural, junto al petróleo y sus derivados. Tanto las residencias, como el comercio y los servicios son consumidores principalmente de electricidad. Solamente el sector minero, intensivo en consumo de energía, junto a las actividades agropecuarias y pesca dependen más del petróleo.

Gráfico 3.

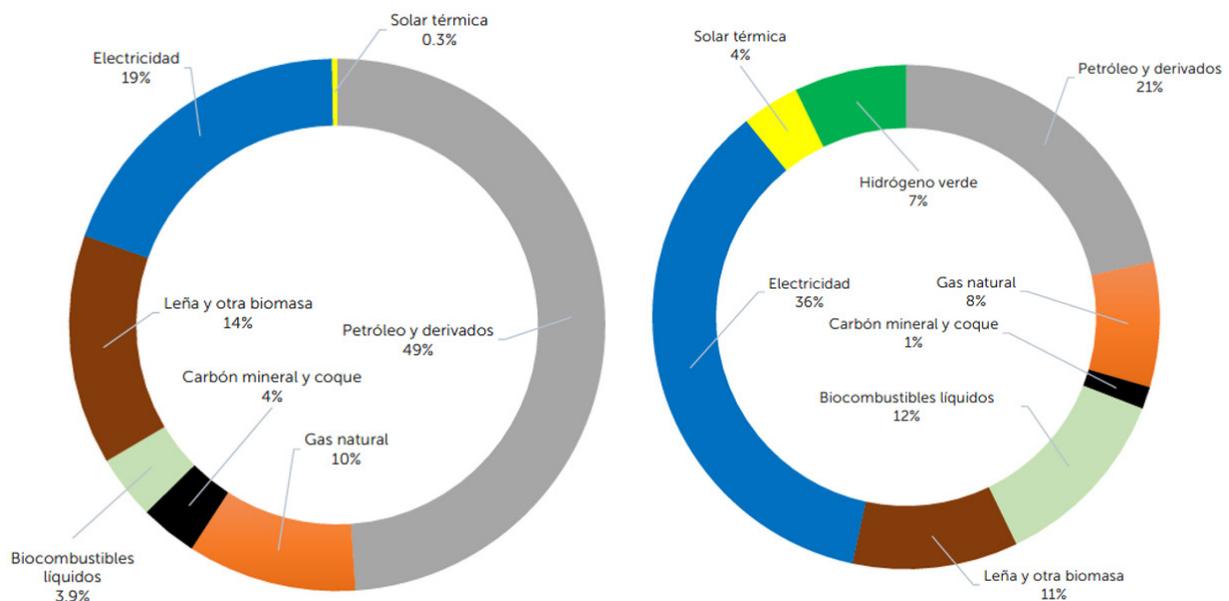
**Esquema de Sankey del Balance Energético de América Latina y el Caribe al 2022**



Fuente: OLADE

Gráfico 4.

**Matriz energética por fuente de energía 2021 y proyección 2050**



Fuente: OLADE

En un ejercicio de prospectiva para simular la descarbonización acelerada de la región, denominado Pro Net-0, OLADE estimó con un escenario BAU en 2021 una evolución hasta el 2050 tanto para la matriz energética como para la matriz eléctrica.

El crecimiento del consumo de energía entre 2021 y 2025 en AlyC pasará de 623 a 950 Mtep en la estimación de desarrollo descarbonizado. A pesar de este incremento, hay una reducción de la participación del petróleo y sus derivados de 49% a 21%, que se explica sobre todo por la electrificación del sector transporte, agropecuario y minero, así como la minimización de su uso en la industria y el reemplazo de derivados del crudo con biocombustible (4% a 12%) o el surgimiento del hidrógeno verde<sup>1</sup>. El carbón casi desaparece y la electricidad duplica su participación.

Por su lado, el gas natural confirma su rol de energía de transición, puesto que reduce su participación marginalmente de 10% a 8%. Leña y biomasa siguen presentes, aunque es necesario actualizar las estadísticas energéticas de la región para confirmar su proyección<sup>2</sup>.

La simulación para la generación eléctrica muestra un incremento de 1.697 a 5.591 TWh en el período analizado con la eliminación del carbón y de los derivados del petróleo. Las generadoras a gas natural van a duplicar su generación, aunque reducen su participación de 29% a 19%. Por su

parte, la generación eléctrica a partir de fuentes renovables alternativas aumenta significativamente en solar (de 3% a 19%) y la eólica (de 8% a 20%), con un crecimiento de 2.000% y 725%, respectivamente.

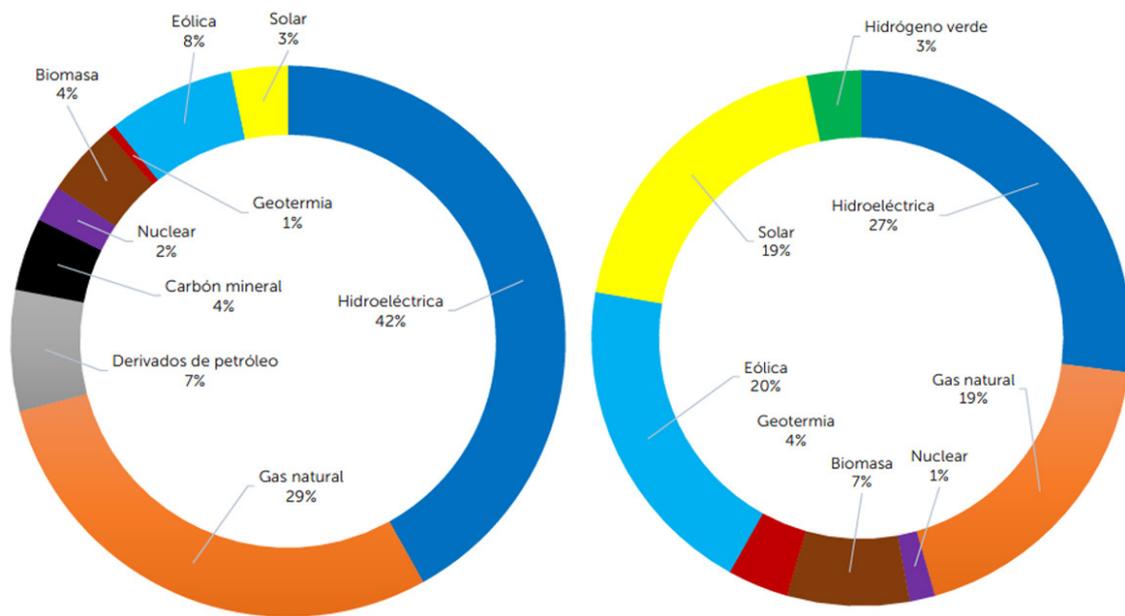
Si bien la hidroelectricidad va a duplicar su capacidad de generación en el período analizado, su participación en la matriz se reduciría de 42% a 27%.

Si bien estos resultados son una simulación, la tendencia está establecida para un crecimiento inédito de la generación eléctrica, dejando de depender de las centrales termoeléctricas, a excepción del gas natural. Para que este escenario pueda cumplirse, el financiamiento es condición sine qua non y puede ser el principal obstáculo para ralentizar la descarbonización de la matriz energética.

De acuerdo con un estudio de la Agencia Francesa de Desarrollo (Magacho, G.; Tausch, L., 2024)<sup>3</sup>, las economías latinoamericanas pueden afrontar un freno a su descarbonización por el elevado nivel de inversión en infraestructura y tecnología, que depende casi en su totalidad de insumos importados.

Esta transición energética puede traer grandes beneficios para la región, 1% del PIB para 2030 según Alfonso et.al. (2023), pero gestionada de manera incorrecta puede generar

Gráfico 5. Matriz eléctrica por fuente de energía 2021 y proyección 2050



Fuente: OLADE

1 Es importante aclarar que para que el hidrógeno sea considerado verde, debe provenir de generación eléctrica con fuentes renovables.  
 2 Si bien la generación eléctrica puede producirse con biomasa, su carácter estacional y el hecho de que sea un negocio derivado del giro principal de los ingenios limita su crecimiento.

3 Análisis utilizando matrices Insumo-Producto de Colombia, Costa Rica, Honduras, México, Perú y República Dominicana

enormes desigualdades en la población. Para evitar esto, las recomendaciones sugieren acompañar esta transición con redistribución de ingresos que compensen la eliminación de subsidios, capacitación a la fuerza de trabajo con enfoque de género y acuerdos institucionales multisectoriales para optimizar el impacto macroeconómico.

## 3.

## DIAGNÓSTICO DEL SECTOR DE ENERGÍA EN BOLIVIA

Para hablar del sector de energía es necesario diferenciar los subsectores de hidrocarburos y electricidad, íntimamente ligados por la termoelectricidad, en principio, y por su capacidad de reemplazo entre fuentes de energía, gracias a las nuevas tecnologías.

El desafío para Bolivia ahora es dejar de depender de combustibles fósiles importados y paralelamente acabar con la lógica de tener los presupuestos fiscales atados a la producción de un recurso natural no renovable, cuyo precio es volátil.

### 3.1. ¿Subvencionar o no subvencionar? Esa es la cuestión.

En 1968, Garret Hardin publicó su célebre artículo La Tragedia de los Comunes para explicar cómo el exceso de uso de un bien común para beneficio individual puede llevar a la catástrofe. El caso boliviano de los hidrocarburos refleja con claridad esta situación al combinar subvención a productos que no abastecen totalmente la demanda interna con producción doméstica, impuestos ciegos al valor en boca de pozo y precios distorsionados con el argumento de que el recurso debe ser aprovechado por la población boliviana.

#### 3.1.1. Impuestos, subsidios y distorsiones de precio

La aplicación de un nuevo impuesto puede tener objetivos distintos: recaudación, desincentivo al consumo o una combinación de ambas. Por su lado, incentivar el consumo se puede lograr a través de una subvención o al aplicar precios regulados que distorsionan el mercado, pero garantizan el acceso a un bien o servicio. Desde la perspectiva inversa, el incentivo a la producción se logra por la reducción de impuestos, el establecimiento de precios atractivos y la apertura a mercados para una mayor demanda.

Aplicar impuesto a la producción y fijar precios bajos provoca que la producción se desincentive, mientras que el consumo tiende a crecer. El inicio de este siglo para el sector

hidrocarburos en Bolivia estuvo marcado por varias reformas con esos resultados.

El gas en el mercado interno tiene valores de acuerdo al uso y están entre 0.9 y 1.33 \$us/MPC para proyectos estatales y generación eléctrica, y entre 0.9 y 6.13 \$us/MPC para redes de gas (Medinacelli, M.; Velázquez M., 2023).

En 2004, el Gobierno boliviano decidió congelar el precio del crudo para el mercado interno en 27.11 \$us/barril<sup>4</sup>, de modo que los precios actuales del diésel y la gasolina especial en torno a los 0.5 \$us/litro tienen dos décadas de vigencia. Se estima que la subvención en 2023 superó los 2.000 millones de dólares<sup>5</sup>, adicionando el costo de logística y transporte, la subvención estaría rondando de 4% a 5% del PIB.

En 2005, se promulgó la Ley 3058<sup>6</sup>, que estableció el IDH. El IDH grava la producción de los hidrocarburos (petróleo y gas) en boca de pozo con un 32%. Este porcentaje, sumado a las regalías (18%), alcanza hasta el 50% del valor de la producción como recaudación para el Estado.

El 1 de mayo de 2006 se nacionalizó el sector hidrocarburos, de modo que las empresas privadas dejaron de comercializar y entreguen el total de su producción a YPFB a cambio del reconocimiento de sus costos y una retribución, bajo un marco contractual vigente desde 2007.

Estas reformas tuvieron un efecto claro en la renta proveniente de este sector. Las recaudaciones del sector hidrocarburos representaron en 2023 un tercio de los ingresos del SPNF y solamente un impuesto (IDH) llegó a representar 31% de la renta impositiva en 2015. Al primer semestre de 2023 la participación del IDH bajó a menos de 12% y la tendencia es a continuar disminuyendo.

4 DS 27691 de 19 de agosto de 2004.

5 Este monto equivale a la inversión para instalar el 85% de la capacidad actual del SIN en paneles solares.

6 17 de mayo de 2005

Los acápites siguientes muestran cómo las reformas relacionadas con el precio llevaron a un incremento constante del consumo de derivados del crudo y de gas en el mercado interno. La solución entonces debe ir por incentivar la producción y buscar esquemas de subvención focalizados y nada mejor que la discriminación de precios para alcanzar esa focalización.

### 3.1.2. Petroleum non dat quod non habet

Los grados API determinan la densidad relativa del crudo y el petróleo en Bolivia es mayoritariamente liviano, por lo que produce derivados como gasolina y GLP, pero no diésel. Mantener una subvención regresiva a un combustible cuya producción está en declive es provocar un déficit público que promueve la desigualdad.

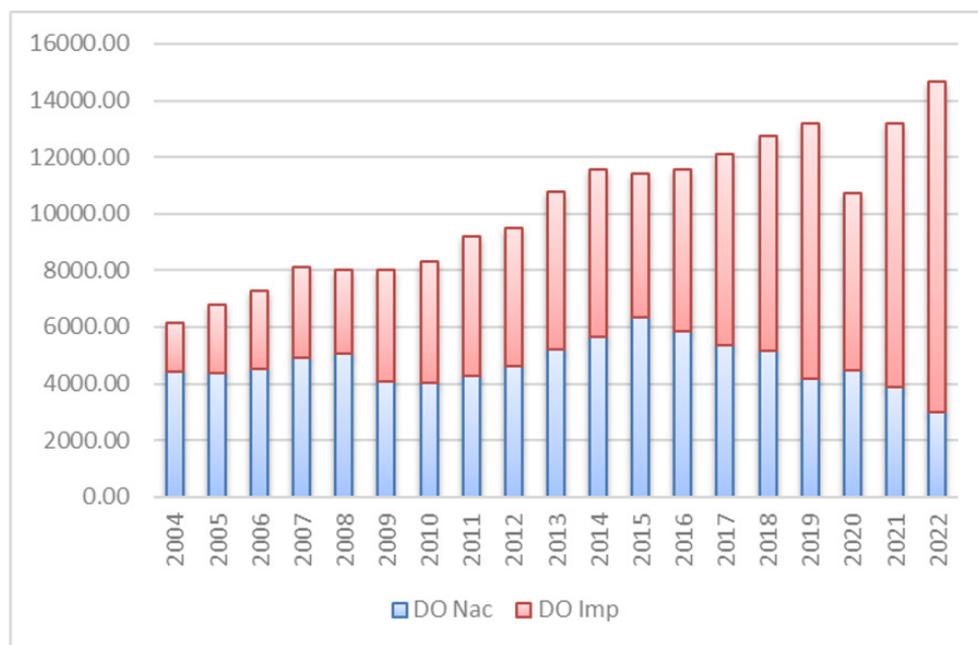
en 110%, mientras que la importación saltó entre 2009 y 2022 en 1.563%.

Si bien las características del crudo boliviano permiten producir gasolina, la tendencia del consumo es creciente y, por ende, el impacto sobre el déficit también, puesto que la producción también muestra signos de declinación.

El mantenimiento de los precios de la gasolina y el diésel es insostenible, por lo que debe plantearse una liberación gradual de los precios basado en la estructura de costos de producción, es decir que el precio debe responder a sus fundamentales y no a la volatilidad del mercado internacional. Solamente en caso de importaciones el precio debe ser igual al precio internacional.

Gráfico 6.

#### Consumo de diésel en Bolivia en Kbp



Fuente: BEN

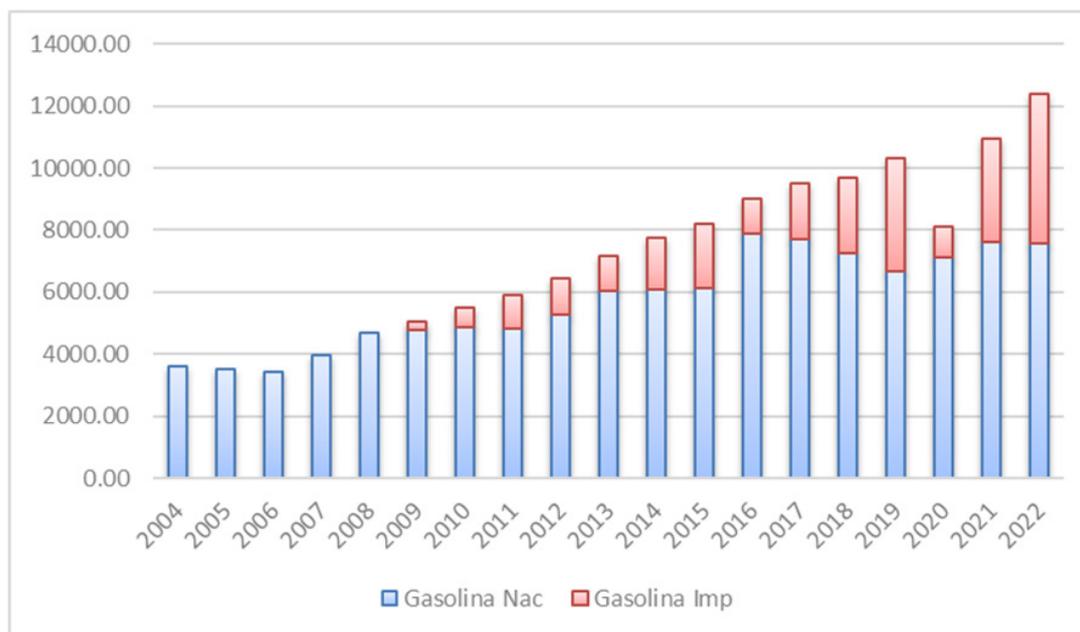
En 2004 ya se importaba el 28% del consumo de diésel, en 2022 ese porcentaje trepó a 80%, equivalente a más de 1.856 millones de litros. Del total de diésel consumido en Bolivia en 2022, el 81% corresponde al sector transporte y 13% al sector agropecuario, pesca y minería. En 2004, las participaciones eran de 60% y 26%, respectivamente. Entre 2004 y 2022, la producción de diésel cayó en 33%, mientras que la importación saltó en 586%.

En el caso de la gasolina, que proviene tanto de refinerías como de plantas de gas, la importación comenzó en 2009 con menos del 6% de la demanda doméstica. Para 2022, la importación representó casi 39% de la demanda, equivalente a 381 millones de litros. Los 984 millones de litros consumidos en 2022 se destinaron en su totalidad al sector transporte. Entre 2004 y 2022, la producción de gasolina se incrementó

El incremento de precios debe ir combinado con una eliminación del IDH y las regalías para la producción de petróleo con el objeto de atenuar el incremento del precio. El impacto sobre las finanzas públicas será limitado, ya que las recaudaciones por líquidos disminuyeron en un promedio de 10% anual, de 440 M\$us en 2014 a 160 M\$us en 2023, con una tendencia a seguir disminuyendo.

El efecto inflacionario será evidente al ser ambos productos de una elasticidad precio de la demanda muy inelástica, pero otras alternativas, como el etanol, el biodiésel y la electromovilidad, se volverán competitivas de manera paulatina. Adicionalmente, los operadores tendrán los incentivos para incrementar la producción de crudo al recibir mejores precios en boca de pozo y libres de IDH.

Gráfico 7.

**Consumo de gasolina en Bolivia en Kbp**

Fuente: BEN

**3.1.3. ¿Qué viene después del gas?**

Bolivia es un país esencialmente gasífero y la actual matriz energética así lo muestra. Para 2022, el gas natural representa el 80% de la energía primaria, aunque el volumen consumido en el mercado interno es similar al volumen del petróleo<sup>7</sup>. Si bien la mayoría de la producción se va a la exportación, la tendencia es a incrementar la participación del mercado interno. Entre 2004 y 2015, alrededor del 80% se destinaba a las exportaciones, ese porcentaje disminuyó a 67% para 2022 y es posible que para 2024 esté en torno a 56%, con una tendencia decreciente constante.

Este comportamiento se explica principalmente por una curva de producción declinante, de un pico de 134 millones de bep en 2014 a menos de 93 millones de bep en 2022, es decir una caída del 31%. El declive de la producción se debe a una ausencia de exploración como consecuencia de una combinación de un esquema fiscal excesivo (IDH y regalías) con precios bajos para el mercado interno y un esquema contractual que restringe la posibilidad de comercialización directa a las operadoras. A diferencia del petróleo, la subvención en el gas natural consiste en un costo de oportunidad porque por cada dólar por debajo del precio de exportación el Estado deja de percibir el 50%, YPFB deja de tener participación en las utilidades y las operadoras (incluidas las filiales de YPFB) tienen una menor retribución.

El consumo de gas natural en el mercado doméstico al 2022 está concentrado en la generación termoeléctrica 31%<sup>8</sup>, industria 18%, centros de gas 16%<sup>9</sup>, transporte 15% y 13% para otros<sup>10</sup>. En 2004 estas participaciones eran de 38% para otros, 26% para generación, 17% industria, 14% centros de gas y solamente 4% para transporte.

De todos estos sectores, la generación eléctrica es la que debe ajustarse en primera instancia<sup>11</sup>. Al ser una fuente secundaria, es posible reemplazar el gas con generadoras hidroeléctricas y fuentes renovables, como la eólica y la solar. En el capítulo del sector eléctrico se ahonda en esta propuesta.

En el caso del consumo industrial, los procesos de calor que requieren de gas natural son difíciles de reemplazar por otras fuentes de energía, pero un ajuste de precio con mecanismo de indexación es lo adecuado. Para el transporte con GNV también debe aplicarse un incremento con indexación menos acelerado, pero debe constituirse en una señal de mercado que recuerde que el gas es un recurso finito. En ambos casos el precio objetivo debe cubrir los costos de exploración y explotación de gas y terminar con la distorsión.

<sup>7</sup> De acuerdo a la metodología del balance energético, las fuentes primarias de energía se transforman en fuentes secundarias de energía. Es este volumen (14.400 kpeb de petróleo, respecto a 14.600 kpeb de gas natural) el que se considera para la comparación.

<sup>8</sup> Incluye tanto centrales eléctricas que inyectan al SIN como autoprodutores.

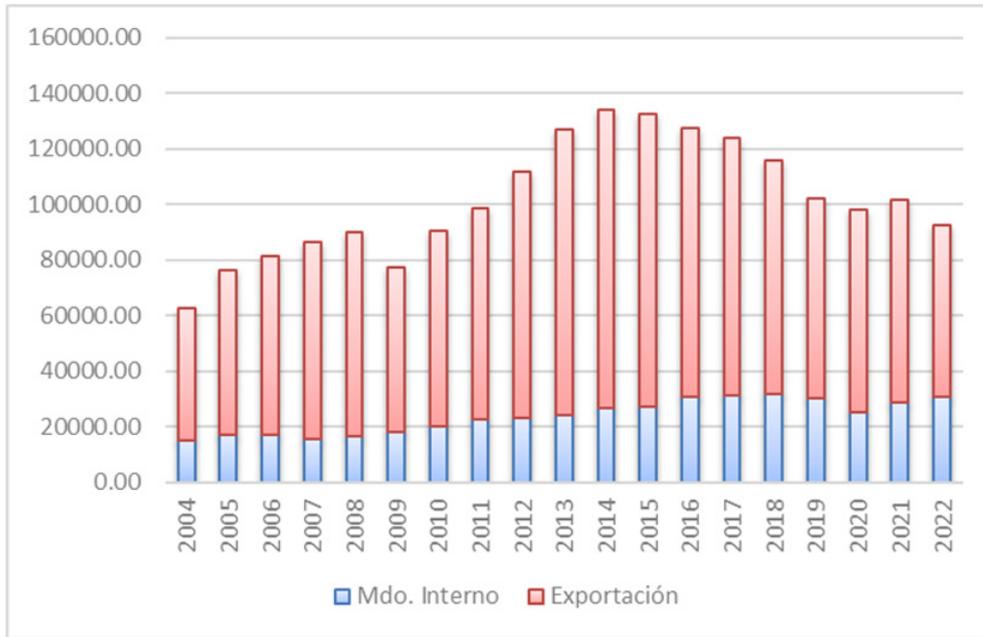
<sup>9</sup> Plantas de separación de líquidos para obtener GLP y gasolina.

<sup>10</sup> Incluye la producción no aprovechada, el consumo propio, las pérdidas y el consumo no energético.

<sup>11</sup> En 2016 representó 43% del consumo de gas en mercado interno, el más alto del período analizado.

Gráfico 8.

**Destino de la producción de gas natural en Bolivia en Kbp**



Fuente: BEN

**3.1.4. La subvención puede ser equitativa con la discriminación de precios**

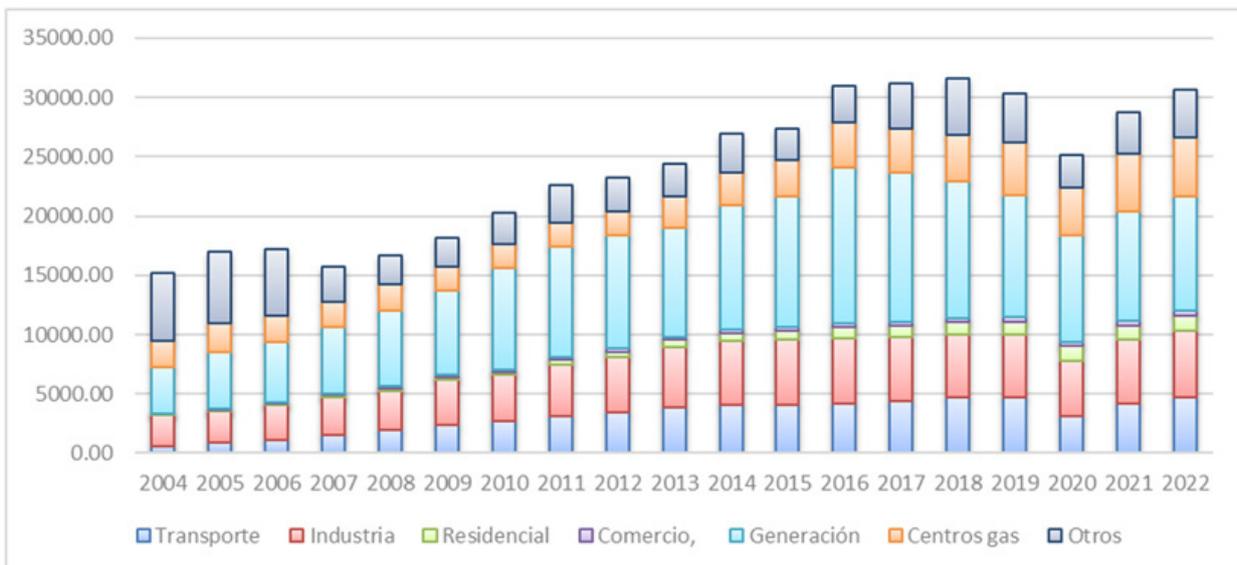
En la literatura microeconómica, la discriminación de precios está asociada a la obtención del máximo excedente del consumidor, sin embargo, también se la aplica frecuentemente en industrias por redes, como la distribución de gas natural y electricidad, para regular a monopolios naturales y permitir el acceso a servicios públicos por parte de grupos de los estratos socioeconómicos inferiores.

En cambio, los subsidios a los hidrocarburos suelen ser inequitativos porque no se pueden otorgar basados en las condiciones socioeconómicas de la población. Para una profundización sobre la eliminación de subsidios ver Medinacelli, M.; Velázquez, M. (2023).

La discriminación de precios puede ser la solución para una eliminación progresiva de los subsidios, aunque su aplicación sería suigéneris para el caso de la gasolina y el diésel. La opción es la utilización del B-SISA para establecer precios diferenciados según las características del automóvil y

Gráfico 9.

**Consumo de gas natural en Bolivia por sector en Kbp**



Fuente: BEN

5 The complete data can be found in Annex 2.

especialmente por el volumen consumido durante un período de tiempo determinado (Zárate, G.; 2015).

Básicamente, el planteamiento consiste en emular la lógica de las estructuras tarifarias y aplicar precios diferenciados por tramos de consumo para reducir el riesgo de surgimiento de mercados negros entre usuarios. Esta medida está ligada a una transparencia en la cadena de precios de los hidrocarburos. La ventaja adicional de la discriminación de precios es dar señales correctas para que los individuos sean más responsables con su consumo.

Una reforma en el mecanismo de subvención requiere también ordenar la cadena de precios del *downstream*. Una vez liberado el precio del crudo para reflejar los verdaderos costos y una vez eliminados el IDH y las regalías, también es necesario eliminar el IEHD<sup>12</sup>. Este impuesto grava a los derivados del petróleo con alcuotas en Bs/litro que se pueden modificar por decreto supremo. Fue creado porque es un mecanismo muy eficiente de recaudación, no obstante, es un impuesto inequitativo al gravar un valor fijo a cada litro consumido.

Para evitar un costo fiscal por la caída de las recaudaciones, se replantearía este impuesto para cobrarlo al final de la cadena a los tramos de consumo más altos y con alcuotas porcentuales crecientes en función a los volúmenes consumidos. La recaudación en 2022 por IEHD fue de 316 M\$us.

### 3.2. Sector eléctrico, de fósiles a renovables

Actualmente la matriz eléctrica boliviana es altamente dependiente del gas natural. De los 3.3 GW<sup>13</sup> de potencia instalada, el 66% es generación termoeléctrica y solamente el 22% es hidroeléctricidad, el resto se reparte entre solar 5%, eólico 4% y biomasa 2%. En 2023, en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) se generaron 11.2 TWh, de

los cuales 69% fue por generación termoeléctrica, 21% hidroeléctrica, 4% eólica, 3% solar y 2% biomasa.

Entre 2000 y 2023, la potencia instalada termoeléctrica creció en 259%, de 736 a 2.644 MW, mientras que la potencia hidroeléctrica aumentó en 117%, de 349 a 758 MW. La generación térmica con gas pasó de 1.576 a 7.817 GWh entre 2000 y 2023 (casi 400%), mientras que la generación hidro sólo aumentó en 20% en el mismo período, de 1.921 a 2.312 GWh, es decir que la participación de la termoelectricidad aumentó de 45% a 77%, considerando solamente estas dos tecnologías.

La demanda de electricidad máxima del SIN en 2023 fue de 1.75 GWh, por lo que la potencia instalada representa el doble de esa demanda. De hecho, con la potencia de las centrales hidroeléctricas, térmicas a ciclo combinado y térmicas a biomasa se cubre la demanda con más del 10% de excedente para seguridad de abastecimiento. El desafío, por lo tanto, está en dirigir toda la nueva demanda hacia centrales con fuentes no térmicas y que las centrales térmicas menos eficientes vayan saliendo progresivamente.

El consumo de electricidad en Bolivia está concentrado en el eje: 40% en Santa Cruz, 20% en La Paz y 15% en Cochabamba. El sector residencial es el principal consumidor con 40% y en todos los departamentos es el sector de mayor consumo, excepto en Oruro y Potosí, donde el sector minero es el mayor consumidor con 35% y 47%, respectivamente. El sector industrial representa sólo 24% a nivel nacional y el 50% de este consumo está en Santa Cruz<sup>15</sup>.

El promedio de consumo nacional en el SIN por medidor residencial para 2023 fue de 1.13 MWh, los departamentos con mayor consumo por medidor fueron Beni (1.92 MWh) y Santa Cruz (2.37 MWh).



12 Impuesto Especial a los Hidrocarburos y sus Derivados establecido por la Ley 1606 de mayo de 1986 y posteriormente modificado por la Ley 843.

13 Sin considerar autoprodutores 190 MW ni sistemas aislados 137 MW.

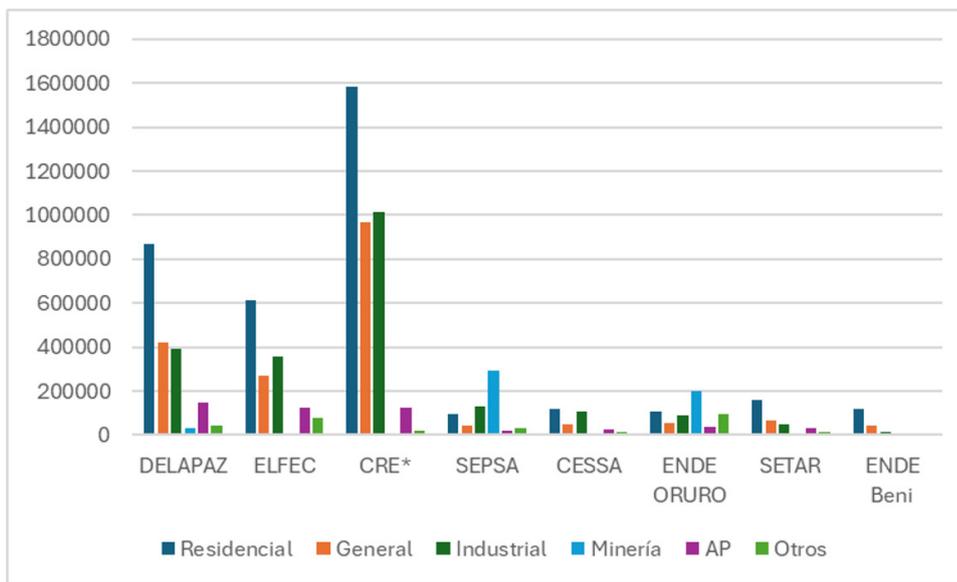
15 Para los sectores industrial y general se consideran los datos de CRE y EMDECRUZ para fines comparativos a nivel departamental. El gráfico 10 lo considera así.

Esta concentración hace que el bloque alto (de mayor demanda) esté en el horario de 18:00 a 21:00. En 2023, 11 de los 12 meses del año marcaron la demanda máxima entre las 19:15 y las 20:00.

Revertir esta situación es indispensable y modificar el esquema de remuneración es el primer paso para promover la inversión privada junto a un incremento al precio del gas que cubra el costo de producirlo en paralelo.

Gráfico 11.

**Ventas de energía a consumidor final 2023**



Fuente: AETN

**3.2.1. La remuneración a la generación eléctrica en Bolivia**

El reglamento de precios y tarifas<sup>16</sup> establece que la generación está remunerada por dos componentes: la energía y la potencia. El precio de la energía está en torno a los 16 \$us/MWh y la potencia varía entre 3 a 9 \$us/kW. En el caso de las energías renovables, su remuneración tiene un mecanismo particular originalmente establecido en el DS 2048 y modificado con el DS 4808, para compensar la ausencia de potencia que no pueden garantizar al sistema y el precio bajo de la energía. En este esquema de remuneración todos los proyectos con energía renovable son desarrollados por ENDE sin participación privada.

De acuerdo al anuario 2023 de la AETN, el valor de transacciones fue de 177.8 M\$us por energía, 170.6 M\$us y 35.1 M\$us por compensación a renovables. Esto equivale a un costo medio de 34 \$us/MWh.

Las tarifas eléctricas bajas existen gracias a que el precio del gas natural para generación térmica está fijo en 1.3 \$us/MPC desde 2000, que al igual que otros precios del gas en mercado interno no responde a la estructura de costos y genera una distorsión, cuyo resultado fue desincentivar a proyectos con fuentes alternativas.

El mecanismo más adecuado para incrementar las tarifas eléctricas es a través de los mecanismos de indexación que ya existen en el sector, de modo que se determine un precio objetivo del gas que cumpla con dos condiciones: 1) atractivo para incrementar la producción de gas y 2) refleje un verdadero costo de la generación para que fuentes renovables sean competitivas.

El primer paso es eliminar la remuneración por potencia y remunerar solamente por la energía inyectada, pero este ajuste se debe hacer modificando el precio del gas para que refleje el verdadero costo de la generación termoeléctrica.

Considerando la cadena de precios del sector eléctrico, el impacto del precio del gas sobre la tarifa está en torno al 25%, es decir que por cada dólar que incrementa el precio del gas, la tarifa debe incrementar aproximadamente 0.25 dólares. Como se mencionó previamente, el precio objetivo debe ser atractivo para atraer inversión en el *upstream*, por lo que se puede distribuir el impacto tarifario combinando dos mecanismos:

- A) La indexación que permitirá un incremento suavizado tanto del precio del gas como del de generación, y posteriormente de la tarifa.
- B) La discriminación de precios a través de la estructura tarifaria para minimizar el impacto en grupos vulnerables. El impacto mayor debe ir en los tramos altos de consumo de todas las categorías.

<sup>16</sup> Establecido en el DS 26037 de diciembre de 2000 y confirmado por DS 26094 de 2 de marzo de 2009.

<sup>17</sup> DS 29510 de 9 de abril de 2008

Es necesario aclarar dos aspectos en esta propuesta. En primer lugar, un incremento del precio del gas va a provocar que las centrales térmicas menos eficientes inyecten menos energía, quedando las más eficientes y aumentando la participación de centrales que no consumen gas. En segundo lugar, un incremento de precio anunciado y alisado en el tiempo permitirá a los agentes tomar medidas para mitigar el impacto a través de la generación distribuida, la optimización del consumo entre horarios y la aplicación de medidas de eficiencia energética.

### 3.2.2. La falacia de la energía renovable cara

El precio de generación actual con energía solar en un parque de gran escala en Bolivia (50-100 MWp) puede llegar a estar en torno a los 45 \$us/MWh, con tendencia a la baja y en el caso de la energía eólica, un parque de similar potencia instalada podría despachar energía a un precio de 55 a 60 \$us/MWh.

Las centrales hidroeléctricas de San José tienen un costo de 32 \$us/MWh y Miguillas de 48 \$us/MWh, mientras que la central geotérmica de Laguna Colorada tiene un costo estimado de 60 \$us/MWh. En ese sentido, liberar el precio del gas para promover mayor producción y a mediano plazo mayor exploración, en paralelo permite que fuentes alternativas se vuelvan competitivas.

En 2023, el precio promedio de las centrales a ciclo combinado estuvo entre 24 a 31 \$us/MWh. En una central a ciclo simple en Bolivia el gas natural representa aproximadamente el 45% del costo total y en una central a ciclo combinado es alrededor de 25%. Con un precio de 5 \$us/MPC, estos porcentajes cambiarían a 75% y 45%, es decir que las centrales térmicas más eficientes recibirían entre 45 a 60 \$us/MWh. Las centrales a ciclo simple saldrían paulatinamente del SIN.

## 4.

# ¿QUO VADIS BOLIVIA?

De acuerdo a Fernández et. al. (2024), para alcanzar una emisión neta de emisiones al 2050, Bolivia debe invertir en el sector eléctrico un monto descontado de 2 700 M\$us anuales (7% del PIB), casi cinco veces más que en un escenario BAU, para llegar a una capacidad instalada de 28 GW exclusivamente con fuentes renovables.

Por su parte, el Plan de Expansión del Sector Eléctrico establece tres escenarios<sup>18</sup> y estima que el consumo al 2042 y estará entre 15 y 20 TWh, con una demanda máxima entre 2.7 y 3.7 GW.

En el compromiso de Bolivia para la CND se establece que para el 2030, la mitad de las cinco GW instaladas y el 79% de la demanda serán renovables (hidroelectricidad incluida). 19% de la demanda estará cubierta por fuentes renovables, como solar, eólica, geotérmica y biomasa, y habrá 37 MW de autoproducción generada con fuentes renovables.

Las cifras presentadas en los párrafos previos varían bastante unas de otras. Por eso, la definición de la política energética para alcanzar la transición energética debe establecer sus metas cuantitativas, que responderán a los objetivos a los que se desea llegar, y para lograrlo, un diagnóstico previo es imprescindible.

### 4.1. La importancia de la planificación

El diseño de política pública requiere de una planificación de largo plazo basada en información estadística confiable. Por eso es necesario impulsar la elaboración de un primer Balance de Energía Útil (BEU) para Bolivia. El BEU es un instrumento fundamental para conocer los patrones de consumo energético y así poder diseñar las políticas energéticas necesarias.

La gran ventaja del BEU respecto al tradicional BEN es la contabilización de la demanda. Esta información estadística permite conocer exactamente el consumo por sector para determinar políticas eficientes al momento de determinar los precios y focalizar subsidios en caso de mantenerlos.

Adicionalmente, permitirá actualizar estimaciones realizadas a principios de siglo, especialmente en biomasa.

OLADE tiene una vasta experiencia elaborando estos balances y la cooperación internacional podría financiarlo, considerando que potenciales créditos futuros destinados a proyectos para promover la transición energética tendrían una aplicación óptima.

### 4.2. El financiamiento de la transición energética

Como se mencionó previamente, la tecnología actual permite que la energía renovable sea competitiva si los precios de la energía de origen fósil reflejan sus verdaderos costos sin subsidios ni precios distorsionados. Bajo esta premisa, la transición energética se financiará por el propio mercado con la creciente necesidad de energía, aunque la nivelación de precios debe ser progresiva para evitar impactos inflacionarios.

Es importante aclarar que la inversión siempre llega cuando las condiciones son claras. En ese sentido, el Estado debe asegurar el financiamiento de las medidas a aplicar, sobre todo de orden fiscal, que resultarán en déficit en una primera etapa, pero deben gozar de la confianza de los agentes económicos para su avance exitoso.

Al sincerar los precios, la posibilidad de establecer PPAs dará el marco normativo para el establecimiento de proyectos de energía renovable, porque los grandes consumidores de energía de los sectores industrial, minero, cementero y energético tendrán incentivos para buscar proveedores de energía sostenible y competitiva.

En paralelo, el Estado en todos sus niveles de administración debe garantizar el acceso a la energía sostenible desde un punto de vista financiero, ambiental y social. La manera más eficiente de utilizar fondos públicos e iniciativas de la cooperación internacional es identificando las necesidades que la empresa privada no va a cubrir.

En el caso de la electromovilidad, la eficiencia energética y la generación distribuida, el Estado, en coordinación con el sistema financiero, debe crear un ambiente de acceso a

<sup>18</sup> EIU (pesimista), FMI y PDES (optimista).

financiamiento para los usuarios mediante mecanismos de retención de las cuotas de los créditos en la misma factura de la electricidad y/o del gas por redes, de modo que se minimice el riesgo crediticio cumpliendo el objetivo del crédito.

### 4.3. Electromovilidad, un nuevo paradigma

El sector transporte es el principal consumidor de combustibles fósiles, por lo que un tránsito hacia la electromovilidad es obligatorio. Los combustibles fósiles se van a mantener y el parque automotor va a ajustarse en función a la evolución de las condiciones del mercado. Esto implica una serie de etapas.

1. Reflejar el verdadero precio de los combustibles fósiles y electricidad para el transporte, de modo que los consumidores tengan la información precisa para su toma de decisión.
2. Mejorar el manejo de la demanda de electricidad por el almacenamiento de energía de los coches eléctricos puede alisar la curva de carga diaria llevando parte de la demanda a las horas de menor consumo. La estructura tarifaria para esta categoría debe tener los incentivos bien claros para incentivar la carga en horarios de menor consumo.
3. Desarrollar la infraestructura de recarga y mantenimiento de los vehículos eléctricos, estableciendo también la estructura tarifaria correcta.

### 4.4. Eficiencia energética, la energía invisible

La eficiencia energética es el mejor mecanismo para una gestión y consumo óptimos de la energía, pero ante la existencia de distorsión de precios, ésta se limita enormemente. Por eso, la eliminación progresiva de los subsidios es la señal para que las medidas de eficiencia energética ingresen paulatinamente.

Las medidas más fáciles serán implementadas rápidamente, pero aquellas que requieren una auditoría energética y montos de inversión más importantes deben contar también con señales claras de los precios de la energía y la normativa que establezca los lineamientos para avanzar en ese sentido.

La gran ventaja de la eficiencia energética es que puede implementarse en todos los sectores de la economía, pero debe adecuarse a las características de cada uno.

- En el sector residencial debe primar la lógica de optimización en la construcción para reducir el consumo de energía por calentamiento de agua, aire acondicionado y calefacción.
- En el sector de servicios, comercio y el aparato público también está ligado a la construcción, pero la distribución de mobiliario para el personal y la gestión en los horarios es clave a través de la implementación de medidores inteligentes.
- En el sector transporte deben optimizarse los trayectos adecuando los horarios, mejorando el sistema de

transporte público masivo y desincentivando el uso de transporte privado. El esquema fiscal debe privilegiar los automóviles con consumo eficiente de energía.

- En el sector intensivo en consumo, como la industria y la minería, las inversiones serán mucho mayores, por lo que el marco normativo y las señales de precios deben ser creíbles.

### 4.5. Generación distribuida, la revolución silenciosa

La generación distribuida (GD) consiste en la generación de energía por cada usuario con la posibilidad de inyectar los excedentes al sistema. La GD está en marcha y a veces no lo notamos. A pesar de las erradas señales de mercado, los usuarios están optando por la generación distribuida en Bolivia porque su rentabilidad es relativamente rápida y es probable que las cifras se incrementen gracias al DS 5167 que mejora los incentivos y abre a esta alternativa a clientes con consumos más altos.

La GD puede implementarse en todos los sectores, excepto en el sector transporte y debe complementarse a la eficiencia energética. Su mayor ventaja es el reemplazo de parte de la demanda de cada usuario por iniciativa propia, sin esperar la introducción de nuevos proyectos grandes en la red.

En todos los casos las variables a considerar son: la tarifa de electricidad, el precio de remuneración a los excedentes inyectados, el mecanismo de compensación a esos excedentes, el espacio disponible por el usuario y la capacidad de la red.

## 5.

# CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La transición energética es un hecho, el reto está en lograrla de una manera óptima. Este documento presenta un diagnóstico tanto de la situación de las energías renovables a nivel mundial y regional, como del sector de energía en Bolivia a fin de contextualizar la situación. Las propuestas presentadas son complementarias y deben implementarse paulatinamente para lograr los objetivos deseados.

### 5.1 Conclusiones

- El mundo está embarcado en la transición energética, aunque la velocidad de implementación varía entre regiones.
- Los subsidios existentes en Bolivia son inequitativos, ineficientes y causaron la situación actual.
- La cadena de precios del sector hidrocarburos está distorsionada por precios fijos artificiales, subsidios e impuestos.
- El IDH y las regalías son un obstáculo para el incremento de la producción del gas y sobre todo del petróleo.
- El bajo precio del gas en el mercado interno combinado con su crecimiento desincentiva la inversión en el *upstream*.
- Existen mecanismos más eficientes y equitativos que la subvención actual para garantizar el acceso a la energía.
- La generación termoeléctrica es el principal consumidor de gas en el mercado doméstico y el más fácil de reemplazar.
- El actual sistema de remuneración a la generación eléctrica por energía y potencia desincentiva la inversión en fuentes renovables.
- La liberación de precios va a provocar un proceso inflacionario, pero el impacto puede controlarse con mecanismos de indexación.
- La energía renovable es cada vez más barata, sólo necesita competir en igualdad de condiciones y el financiamiento surgirá gracias a la rentabilidad de los proyectos.
- La planificación es indispensable para diseñar una política energética coherente.
- La generación distribuida, la eficiencia energética y la electromovilidad son iniciativas que requieren una serie de reformas previas y los lineamientos claros para su desarrollo.

### 5.2 Recomendaciones

- Se debe transparentar la cadena de precios de los hidrocarburos a través de la liberación del precio del petróleo para que cubra la estructura de costos de los operadores, la eliminación del IDH y las regalías a la producción de crudo y el reemplazo del IEHD por un mecanismo de discriminación de precios más justo.
- Replantear el IDH para el gas con figuras como un *"tax holiday"* hasta la recuperación de niveles de producción.
- Incrementar el precio del gas en el mercado interno de manera progresiva para que cubra la estructura de costos del *upstream*, incentive la exploración y promueva el reemplazo por otras fuentes de energía, así como la implementación de medidas para reducir el consumo.
- Diseñar e implementar mecanismos de discriminación de precios.
- Elevar el precio del gas natural para la generación eléctrica con el fin de que la generación termoeléctrica refleje sus verdaderos costos y otras fuentes de energía compitan en igualdad de condiciones.
- Modificar el sistema de remuneración del sector eléctrico para que los ingresos de las generadoras sean solamente por energía.
- Establecer mecanismos de indexación en el incremento de precios y tarifas para evitar un impacto inflacionario.
- Elaborar el BEU para determinar con precisión los sectores consumidores de cada fuente de energía y así diseñar las políticas adecuadas en cada caso.
- Basado en la nueva información estadística energética y a las señales claras de precios, diseñar una normativa para la promoción de la electromovilidad, la eficiencia energética y la generación distribuida en todos los sectores.
- El transporte es el principal consumidor de diésel y gasolina, por lo que la electromovilidad debe aplicarse con la mayor celeridad posible, promoviendo la infraestructura de recarga, estableciendo con transparencia sus propias estructuras tarifarias y en un inicio otorgando incentivos fiscales hasta que los precios de los combustibles fósiles reflejen sus verdaderos costos.

Ahora es posible responder a las preguntas planteadas al inicio del documento.

1. ¿Podemos reducir nuestra dependencia de los combustibles fósiles?  
Sí, la clave es eliminar las subvenciones. Esto no quiere decir dejar de producir inmediatamente, sino en optimizar la producción.
2. ¿Cuál es el mejor camino para realizar una transición energética?  
Dar las señales de mercado correctas para que las fuentes de energías renovables sean competitivas y el comportamiento de consumo sea racional y sobrio.
3. ¿Cuánto estamos dispuestos a sacrificar para lograr las respuestas a las preguntas anteriores?  
Actualmente estamos sacrificando nuestro futuro y el de nuestros hijos, a largo plazo desde un enfoque ambiental y a corto plazo desde un enfoque macroeconómico, mientras más tardemos en tomar las decisiones, peor será el escenario que enfrentar.

## 6.

## BIBLIOGRAFÍA

- **Estado Plurinacional de Bolivia (2022).** Contribución Nacionalmente Determinada del EPB para el período 2021-2030.
- **Alfonso, et.al. (2023).** Advancing a just transition in Latin America and the Caribbean. IADB, Policy Brief, 383.
- **Fernández, C. et.al. (2024).** Energy transition implications in Bolivia. Long term modelling with short term assessments of future scenarios. Renewable and Energy Sustainable Reviews 189.
- **Magacho, G.; Tuasch, L. (2024).** Challenges in the Transition to a Low-Carbon Economy for Developing Countries. Estimating Capital Uses and Import Needs. Éditions AFD, N°318, Julio 2024.
- **Medinacelli, M; Velásquez, M. (2023).** Precios y subsidios a los hidrocarburos en Bolivia 1986-2005. Energy for Sustainable Development.
- **OLADE (2024).** Panorama Energético 2023.
- **TotalEnergies (2023).** TotalEnergies Energy Outlook 2023.
- **International Energy Agency (2024).** Energy Outlook 2023. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/86ede39e-4436-42d7-ba2a-edf61467e070/WorldEnergyOutlook2023.pdf>
- **Wood Mackenzie (2024).** Global Renewable Power Forecast.
- **Zárate, G. (2015).** B-SISA: Mecanismo de discriminación de precios para carburantes. Revista Khana, edición 56, La Paz.

## Acrónimos

AlyC	América Latina y el Caribe
API	American Petroleum Institute
BAU	Business as Usual
BEN	Balance Energético Nacional
Bep	barril equivalente de petróleo
BESS	Sistema de baterías de almacenamiento de energía, por sus siglas en inglés.
CND	Contribuciones Nacionalmente Determinadas
EIU	Economist Intelligence Unit
Ej	Exajoule es $1 \times 10^{18}$ joules. Joule es la energía necesaria para realizar el trabajo de un vatio (W) durante un segundo.
ER	Energías renovables
FMI	Fondo Monetario Internacional
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt hora
IDH	Impuesto Directo a los Hidrocarburos
IEHD	Impuesto Especial a los Hidrocarburos y sus Derivados
kW	Kilowatt
kWh	kilowatt hora
MPC	Millar de pies cúbicos
Mtep	Millón de toneladas equivalentes de petróleo
MW	Megawatt
MWh	Megawatt hora
OLADE	Organización Latinoamericana de la Energía
PDES	Plan de Desarrollo Económico y Social
PPA	Power Purchasing Agreement
SIN	Sistema Interconectado Nacional
TW	Terawatt
TWh	Terawatt hora



## ACERCA DEL AUTOR

**Gustavo Zárate Taborga:** tiene 20 años de experiencia en energía. Es economista con una maestría en Políticas Económicas y Sociales (Universidad Pierre Mendes France en Grenoble Francia), una maestría en Economía y Derecho de la Energía (Universidad de Montpellier 1, Francia) y estudios doctorales en economía en la UPB. Trabajó en el Instituto Francés de Petróleo en París, en UDAPE como economista del área de energía, creó la gerencia de administración de contratos del upstream en YPFB, se desempeñó como analista en la Autoridad de Electricidad, fue Director de Planificación e Integración Energética en el MHE, dirigió la carrera de Economía y el Departamento de Estudios Fundamentales en la UPB y fue Encargado de Misión en energía y reactivación sostenible en la Agencia Francesa de Desarrollo. Ejerció como consultor para el BID, la GIZ y OLADE en temas de energía renovable, eficiencia energética y planificación energética. Docente en la UPB, la UMSA y el CIDES. Es Desarrollador de Negocios Senior en energía renovable para TotalEnergies en Bolivia desde 2022.

## EDITORIAL

Friedrich-Ebert-Stiftung en Bolivia  
Av. Hernando Siles, esquina calle 14 - Obrajes # 5998

info.bolivia@fes.de  
<https://bolivia.fes.de/>

**Facebook: @BoliviaFES**

**Twitter: @BoliviaFes**

Coordinador de Proyectos:  
Daniel Agramont Lechín  
[daniel.agramont@fes.de](mailto:daniel.agramont@fes.de)

Apoyo editorial:  
Laura Zerain

Diagramación:  
Oscar Alejandro De la Reza Arza

Queda terminantemente prohibido el uso comercial de todos los materiales editados y publicados por la Friedrich-Ebert-Stiftung (FES) sin previa autorización escrita de la misma.

Las opiniones expresadas en esta publicación no reflejan necesariamente los puntos de vista de la Friedrich-Ebert-Stiftung (FES)

**ISBN: 978-9917-629-08-5**  
**DL: 4-2-1054-2025**

## RESUMEN EJECUTIVO



La llegada de las energías renovables en el mundo es una realidad gracias a la reducción de los costos y la oportunidad de independencia energética que estas fuentes de energía prometen. Aunque América Latina está rezagada respecto a otras regiones del mundo, también se perciben vientos de cambio.

Bolivia está atravesando una crisis energética que puede desembocar en desequilibrios macroeconómicos serios si no se libera el precio del petróleo y del gas en el mercado interno y se implementa una reforma tanto en el esquema fiscal del sector hidrocarburos como en el mecanismo de precios del sector eléctrico.



Para alcanzar la transición energética e incentivar el ingreso de las energías renovables es necesario eliminar los subsidios y las distorsiones en la cadena de precios del petróleo, del gas y de la electricidad. Una reforma permitirá reducir el déficit público, la dependencia a los combustibles fósiles y la promoción de la electromovilidad, la eficiencia energética y la generación distribuida.