


# Costos de descarbonizar la economía y frenar la producción de hidrocarburos en Perú

 Juan Benavides y Sergio Cabrales



PROPUESTAS DEL  
BICENENARIO



RUMBO  
ENERGÉTICO

# Índice

<b>Introducción y mensajes centrales</b> .....	<b>4</b>
<b>1. Elementos de política pública para los hidrocarburos en Perú</b> .....	<b>7</b>
<b>1.1</b> ¿Por qué se requiere gas natural en cualquier portafolio de suministro de energía de Perú? .....	<b>8</b>
<b>1.2</b> ¿Qué papel jugará el gas natural en el mediano y largo plazo a nivel internacional y regional? .....	<b>9</b>
<b>1.3</b> ¿Qué papel juega el gas natural en el corto plazo en Perú? .....	<b>10</b>
<b>1.4</b> ¿Qué papel juegan el petróleo y los líquidos de gas natural en el corto plazo en Perú? .....	<b>12</b>
<b>1.5</b> ¿Cuál es el compromiso de Perú en la lucha contra el cambio climático? .....	<b>13</b>
<b>2. Los costos de descarbonización parcial de la generación eléctrica</b> .....	<b>14</b>
<b>2.1</b> El sistema de generación eléctrica de Perú .....	<b>15</b>
<b>2.2</b> Metodología para calcular los costos de la política en generación .....	<b>16</b>
<b>2.3</b> Resultados .....	<b>17</b>
<b>3. Los costos incrementales para los consumidores residenciales</b> .....	<b>19</b>
<b>3.1</b> Evolución de la penetración residencial del GLP y gas natural .....	<b>20</b>
<b>3.2</b> Metodología para calcular los costos de electrificación en el sector residencial .....	<b>20</b>
<b>3.3</b> Resultados - GLP .....	<b>21</b>
<b>3.4</b> Resultados – Gas natural .....	<b>22</b>

<b>4. Evaluación económica de la electrificación del transporte público</b> .....	<b>24</b>
<b>4.1</b> El transporte público en Perú .....	<b>25</b>
<b>4.2</b> Metodología para la evaluación económica de la electromovilidad .....	<b>25</b>
<b>4.3</b> Resultados .....	<b>26</b>
<b>5. El costo fiscal de frenar el 40% de la producción de hidrocarburos en Perú</b> .....	<b>28</b>
<b>5.1</b> La producción de hidrocarburos en Perú .....	<b>29</b>
<b>5.2</b> Metodología para calcular los costos de frenar la producción de hidrocarburos .....	<b>30</b>
<b>5.3</b> Resultados .....	<b>33</b>
<b>6. Seis propuestas de política energética para el debate público</b> .....	<b>36</b>
<b>7. Referencias</b> .....	<b>38</b>
<b>8. Anexos</b> .....	<b>41</b>



# ***Introducción y mensajes centrales***

# Introducción y mensajes centrales

Este documento adapta los principios y metodologías desarrollados por Benavides, Cabrales y Delgado (2022), y Cabrales y Benavides (2023) para estimar los costos y beneficios de reducir el consumo o producción de hidrocarburos en Perú en el siguiente escenario de política energética: (i) dismantelar y sustituir el 40% de la capacidad de generación eléctrica a gas natural por generación renovable no convencional con el mismo nivel de confiabilidad; (ii) impulsar la electrificación en reemplazo al consumo de gas licuado de petróleo (GLP) y gas natural en el sector residencial; (iii) impulsar la electrificación del transporte público; y (iv) frenar el 40% de la producción de

hidrocarburos en territorio peruano (impacto fiscal). Se asume este 40% como un escenario alineado con las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC) del Perú, que establece un compromiso de reducir las emisiones en dicho porcentaje para el año 2030. Las estimaciones se basan en la mejor información disponible en fuentes públicas. Adicionalmente, se presentan recomendaciones de política pública para Perú sobre la transición energética, la relevancia del gas natural en la matriz energética y la importancia de la explotación de hidrocarburos.



Los resultados centrales son los siguientes:

- El gas natural provee energía firme en generación eléctrica y energía densa para la industria y el consumo residencial con menores costos que la leña y los combustibles líquidos, y menores emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) por unidad energética consumida.
- La crisis energética en Europa Occidental, desencadenada por los cortes de suministro de gas natural por parte de Rusia, evidencia los riesgos de depender exclusivamente de una sola fuente de energía para la electrificación total de la oferta energética y el consumo final en periodos cortos. Los países están empezando a reconocer la necesidad de desarrollar carteras energéticas que equilibren la seguridad, la diversificación y la reducción de emisiones de GEI.
- El valor presente del costo esperado de reemplazar el 40% de la capacidad de generación eléctrica a gas natural por fuentes renovables no convencionales con confiabilidad equivalente para 2030 es de 16,551 millones de soles. Después de reemplazar ese 40% de la capacidad de generación

eléctrica a gas natural, se alcanzaría una reducción anual de 4.7 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>eq, equivalentes en 2022 al 2.1% del total nacional de emisiones de GEI (Ministerio del Ambiente - MINAM, 2023).

- Si el gobierno peruano buscara que el cambio en el costo de propiedad de pasar de una estufa de GLP a una estufa de inducción eléctrica para los siete millones de hogares peruanos sea indiferente financieramente para estos hogares, necesitaría otorgar un subsidio de aproximadamente 1,718 millones de soles. Cambiar la cocción de GLP a estufas de inducción eléctrica en todos los hogares que utilizan GLP permitiría una reducción anual de 2.2 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>eq, lo que en 2022 representaba el 1.1% del total nacional de GEI (MINAM, 2023).
- Si el gobierno peruano buscara que el cambio en el costo de propiedad al pasar de una estufa de gas natural a una estufa de inducción eléctrica para los 1.8 millones de hogares peruanos no tenga un impacto en el ingreso de estos hogares, tendría que otorgar un subsidio de aproximadamente 4,601 millones de soles. Con este cambio se lograría una reducción

anual de 0.4 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>eq, que en 2022 representaban el 0.2% del total nacional de GEI (MINAM, 2023).

- El valor presente neto (VPN) del costo de propiedad de un bus de combustión interna (ICE, por sus siglas en inglés) euro V y de un bus eléctrico tipo padrón de 12 metros para 80 pasajeros es de 3.09 millones de soles y 2.79 millones de soles, respectivamente. Es decir, representa un beneficio económico de 0.3 millones de soles a favor de un bus eléctrico frente a los buses a diésel. Además, el análisis de emisiones de carbono muestra que el uso de un bus eléctrico resultaría en una reducción de 2,871 toneladas de CO<sub>2</sub> durante un período de 16 años.

- El costo fiscal esperado de frenar el 40% la producción de hidrocarburos al año 2030, en términos de las regalías dejadas de percibir por el Estado peruano es de 4,305 millones de soles. Este monto no contempla los impuestos sobre la renta u otros impuestos a nivel nacional o municipal. Tampoco considera el aumento del precio de los hidrocarburos, que son importados. Después de frenar la producción de hidrocarburos

se produciría una reducción anual de 4 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>eq, que en 2022 equivalían al 1.9% del total nacional de emisiones de GEI (MINAM, 2023).

- Se proponen seis principios para orientar la política energética de Perú que maximizan el valor de los recursos existentes, priorizan las inversiones y crean nuevas oportunidades tecnológicas.

El resto del documento se compone de los siguientes capítulos. El capítulo 1 presenta elementos de política pública para los hidrocarburos en Perú. El capítulo 2 muestra los resultados del desmonte parcial de las plantas de generación eléctrica a gas natural. El capítulo 3 expone los costos del cambio de propiedad de la electrificación para los consumidores residenciales de GLP y gas natural. El capítulo 4 evalúa económicamente la electrificación del transporte público. El capítulo 5 muestra el impacto en los ingresos fiscales por regalías que acarrearía la reducción del 40% de la producción de hidrocarburos. Finalmente, el capítulo 6 propone medidas de política energética para el debate público.



The cover features a white background with large, faint, light-gray numbers '2011' in the center. Teal-colored abstract shapes are located in the top-left and bottom-right corners. The title is written in a bold, italicized, dark teal font.

***Elementos de política  
pública para los  
hidrocarburos en Perú***

# 01. Elementos de política pública para los hidrocarburos en Perú

## 1.1. ¿Por qué se requiere gas natural en cualquier portafolio de suministro de energía de Perú?

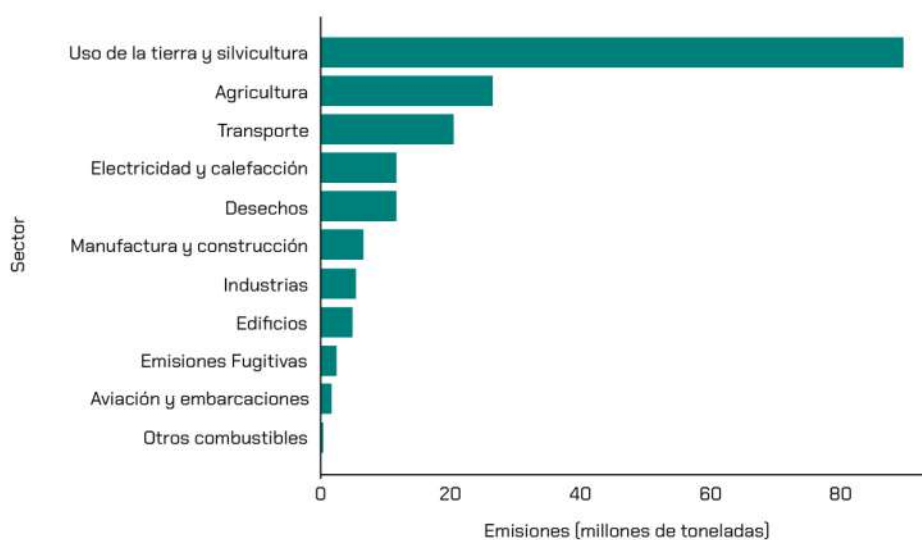
En 2022, el consumo per cápita de energía en Perú fue de 35.4 GJ por habitante, inferior al promedio de América Latina (56.5 GJ por habitante) y casi la mitad del promedio del consumo per cápita mundial (75.7 GJ por habitante) (Energy Institute, 2024). De otro lado, las emisiones de GEI fueron 1.8 toneladas de CO2 por habitante, en comparación con las emisiones de Estados Unidos, China y el promedio mundial, que ascendieron a 14.9, 8 y 4.7 toneladas de CO2 por habitante, respectivamente (Climate Watch, 2023).

Como en la mayoría de los países de América Latina, en Perú el sector de energía no constituye el principal emisor de GEI. Son los sectores agrícola, forestal y de cambio de uso del suelo los que contribuyen aproximadamente con el 66% de las emisiones

totales (Gráfico N° 1). Perú debe aumentar su consumo de energía per cápita por tres razones fundamentales: tiene un rezago en inversiones en el "ambiente construido" (edificios, infraestructura en sentido amplio), no se ha industrializado, y es necesario eliminar la pobreza y la vulnerabilidad energética. Esto último se refiere a la capacidad de acceder a servicios energéticos básicos, como la electricidad, el gas y el calor, de manera segura, eficiente y asequible.

Dado que no se puede esperar que todo el consumo final de energía se electrifique, ni que toda la oferta de electricidad se produzca con fuentes renovables, Perú debe aumentar el uso de fuentes de energía más limpias como parte de la reducción de sus emisiones de GEI a mediano o largo plazo. Aunque las energías renovables están en auge y se espera que aumenten significativamente en el futuro, es improbable que se conviertan en la única fuente de energía.

Gráfico N° 1: Emisiones de GEI por sectores, 2020



Fuente: Climate Watch (2023).

El gas natural debe promoverse vigorosamente porque:

- Es versátil (puede servir de vector energético y consumirse en estado líquido y gaseoso) y tiene menores emisiones de GEI por unidad energética que todos los demás combustibles fósiles. Las tecnologías de consumo intermedio y final de gas natural pueden reemplazar diversos usos más contaminantes sin pérdida de confiabilidad —como es el caso de la generación eléctrica— y, en la mayoría de los casos, a menor costo. El gas natural puede reemplazar paulatinamente a la leña, al GLP y a los combustibles líquidos, y es un insumo clave para la producción de productos petroquímicos.
- Es un producto progresivamente transable, y sus cadenas de oferta (producción, transporte por ductos, barco o camión) y redes de distribución ampliamente desplegadas suministran

energía densa para una diversidad de usos finales. Las tecnologías de oferta y demanda de gas natural tienen una amplia tradición de ingeniería y se pueden diseñar de manera modular.

- Tiene la capacidad de: (i) proveer firmeza en generación eléctrica a costos bajos y con menores emisiones relativas que la generación con otros combustibles fósiles convencionales; (ii) apoyar una política agresiva de reemplazo y chatarrización de las flotas más antiguas de transporte urbano que consumen diésel, con amplios beneficios en reducción de material particulado; (iii) respaldar una política de eficiencia energética para usos térmicos directos e indirectos con un enfoque particular en las pequeñas y medianas empresas; (iv) estimular modelos de gestión de recursos energéticos descentralizados a través de microturbinas para dar soluciones locales y de



venta de excedentes en las redes eléctricas; (v) desarrollar productos petroquímicos de alto valor agregado y demanda mundial como la urea; (vi) ayudar a reducir la pobreza y la vulnerabilidad energética y (vii) contribuir a la continuidad y seguridad energética en usos industriales y comerciales que exigen alta densidad volumétrica de energía, como los hornos y las calderas.

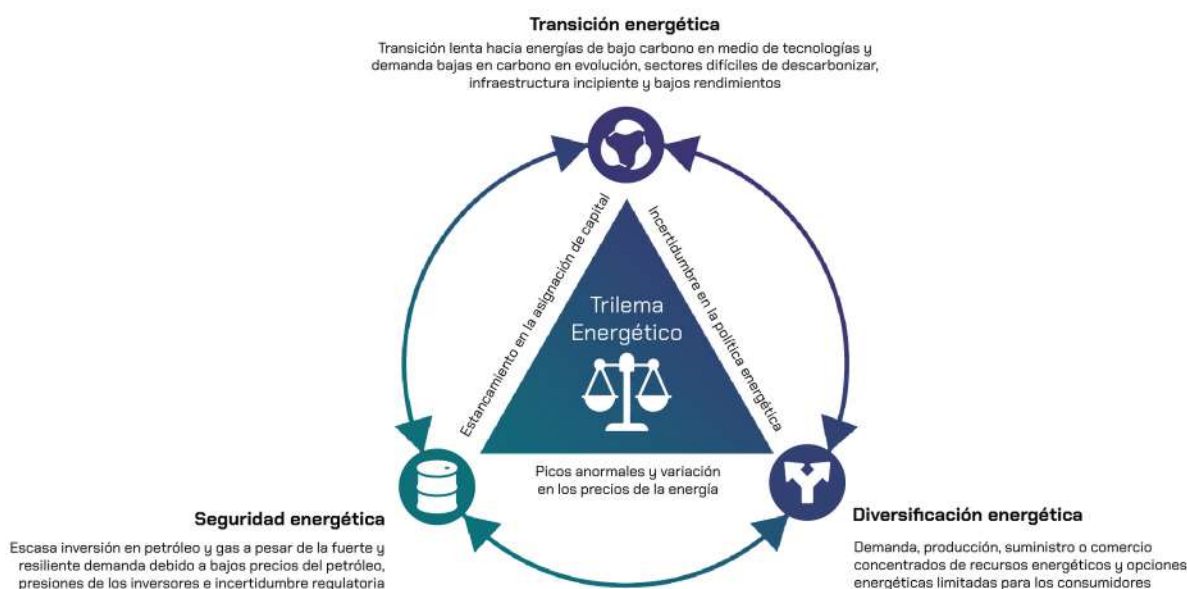
## 1.2. ¿Qué papel jugará el gas natural en el mediano y largo plazo a nivel internacional y regional?

La pandemia y la ruptura de cadenas de valor, la guerra entre Rusia y Ucrania, la amenaza de corte de exportaciones energéticas como herramienta política, la vulnerabilidad de los países importadores de energía, y el alza de precios de energía y alimentos dieron lugar a timonazos en las políticas de transición energética de los países desarrollados, que han pasado de la economía del racionamiento a la “economía

del miedo”. Esto ha desencadenado un reajuste en los mercados de energía, en todos los combustibles y en todas las geografías. Los componentes de una ecuación energética balanceada —seguridad energética, diversificación del suministro y transición baja en carbono— están bajo presión severa o enfrentan un trilema de preocupaciones. La política energética ha pasado de buscar la eliminación gradual del gas natural, a utilizarlo y al tiempo reducir sus emisiones de GEI mientras se desarrollan y despliegan alternativas más limpias.

del miedo”. Esto ha desencadenado un reajuste en los mercados de energía, en todos los combustibles y en todas las geografías. Los componentes de una ecuación energética balanceada —seguridad energética, diversificación del suministro y transición baja en carbono— están bajo presión severa o enfrentan un trilema de preocupaciones. La política energética ha pasado de buscar la eliminación gradual del gas natural, a utilizarlo y al tiempo reducir sus emisiones de GEI mientras se desarrollan y despliegan alternativas más limpias.

### Ilustración N° 1: El trilema de la energía desde 2022



Fuente: Deloitte (2023).

En el corto plazo se espera aumentos en la inversión en gas natural que comprenden inversiones para reducir los GEI. En 2022, Europa y Estados Unidos anunciaron varias políticas para incentivar la inversión en gas natural, que incluyen:

- Taxonomía de la Unión Europea (UE). Considera que las centrales eléctricas de gas que operan con bajas emisiones y que capturan y almacenan carbono (CCS, por sus siglas en inglés) son una actividad económica ambientalmente sostenible. Sin embargo, las centrales eléctricas de gas natural de ciclo combinado sin CCS y las centrales eléctricas de gas natural de ciclo abierto no se consideran inversiones sostenibles.
- Declaración conjunta de Estados Unidos y la Comisión Europea sobre la seguridad energética en Europa. Plantea compromisos para aumentar las exportaciones de gas natural

licuado (GNL) de Estados Unidos a Europa hasta 2030 y reducir la intensidad de emisiones de la nueva infraestructura de GNL. Sin embargo, la COP 28, celebrada en Dubái del 30 de noviembre al 12 de diciembre de 2023, evidenció que queda mucho camino por recorrer para alcanzar los objetivos del Acuerdo de París de 2015.

En el mediano y largo plazo, y según el Gas Exporting Countries Forum (GECF, 2024), se proyecta que la demanda primaria de energía en América Latina aumente en aproximadamente 415 Mtoe hasta alcanzar los 1,085 Mtoe para el año 2050 en un escenario sostenible pero realista (SES, por sus siglas en inglés) de evolución de la producción y el consumo de la energía. En este contexto, la proporción de gas natural en la matriz energética crecería en 10 puntos porcentuales y alcanzaría el 30% para el año 2050.

### 1.3. ¿Qué papel juega el gas natural en el corto plazo en Perú?

Según el Banco Mundial (2024), el PIB por habitante de Perú llegó a USD 7,126 en 2022, con lo cual pasó a ser un país de ingreso mediano alto. Lo anterior, sumado a la estabilidad del sol, la estabilidad macroeconómica y la apertura comercial, ha dado una mayor resiliencia a la economía del país en comparación con lo que ha pasado con otras economías de la región. El valor de las exportaciones en 2022 fue de USD 63,360 millones, lo que representa un incremento de más del 4.2% frente al total exportado en 2021. Esta variación se explica principalmente por el incremento en las exportaciones de bienes no tradicionales (USD 44,932), que aumentaron 0.95%. El crecimiento de la demanda interna de gas en nichos de alto potencial de crecimiento y de las exportaciones de metales exigirá un aumento sustancial de la oferta del gas natural.

Las medidas para aumentar la presencia del gas natural en la canasta energética de Perú exigen que el gobierno se comprometa a promover vigorosamente inversiones en toda la cadena para asegurar el abastecimiento y sus contribuciones al bienestar y el crecimiento del país. De manera inmediata:

- Por el lado de la oferta, debe estimular la adición de reservas de gas natural doméstico en condiciones técnicas, sociales y ambientales rigurosas, similar al impulso que ocurrió a principios de la década de 2000 con el proyecto de gas natural de Camisea.
- Por el lado de la demanda, es necesario promover la penetración del gas natural en el consumo doméstico, la industria y la generación eléctrica; facilitar la financiación de la eficiencia energética en los usos finales; y fomentar el ingreso de vehículos a gas natural euro 6 en el transporte vial de carga y el transporte masivo urbano, que son nichos de alto impacto y alta velocidad de despliegue. Adicionalmente, debe ampliar las facilidades para exportar gas natural, lo cual puede implicar una demanda adicional a la doméstica que incentive inversiones en el sector.

Actualmente, se observan señales positivas asociadas con promover una mayor participación del gas natural en Perú. Por ejemplo:

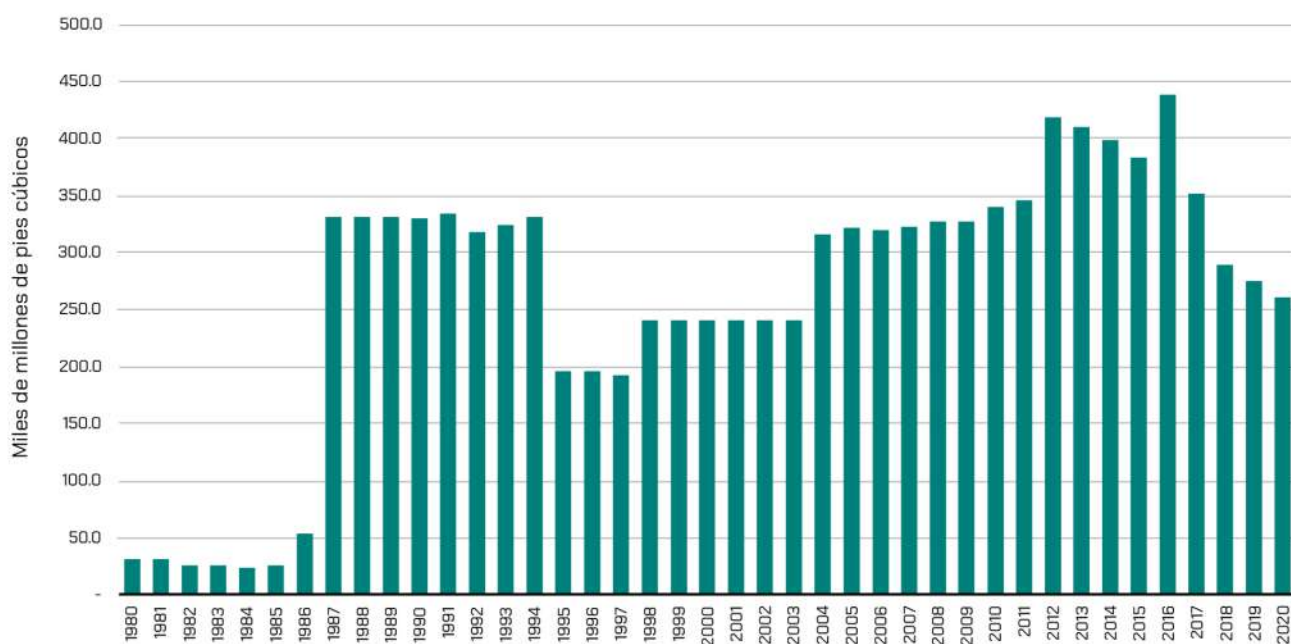
- En 2024, el gobierno de Perú invitó a presentar manifestaciones de interés para la formulación de estudios de preinversión a nivel de perfil que refuercen el Sistema Integrado de Transporte de Gas Zona Sur (Sitgás). La inversión esperada es del orden de USD 4,500 millones, e incluye una red de gasoductos desde la planta Las Malvinas en Cusco (donde se procesa el gas de Camisea), hasta el Nodo Energético del Sur en Mollendo e Ilo. La infraestructura incluiría tanques para líquidos de gas natural (LGN) cerca de Las Malvinas y la planta de fraccionamiento de líquidos de Pisco (BNAmericas 2024). Sin embargo, vencido el plazo, ningún postor quedó clasificado, lo que puede retrasar la ejecución del proyecto.



- El Fondo de Inclusión Social Energético (FISE) del Ministerio de Energía y Minas (MINEM) ha financiado la construcción de más de 1,100 kilómetros de redes de distribución de gas natural que conectan a 274,357 familias de las regiones de Piura, Lambayeque, La Libertad, Cajamarca, Áncash, Lima, Callao e Ica. En 2023 se reactivó la masificación de gas en la concesión Sur Oeste mediante el programa Bonogas, que conectará a 22,061 nuevos usuarios residenciales en las ciudades de Arequipa, Tacna, Moquegua e Ilo. El MINEM y los gobiernos regionales de Ayacucho, Cusco, Puno, Ucayali, Apurímac, Junín y Huancavelica firmaron convenios de cooperación interinstitucional para impulsar la masificación del gas natural en estas regiones (Rumbo Minero Internacional, 2024). Adicionalmente, las empresas encargadas del transporte y la distribución de gas natural (TGP y Cálidda) han presentado propuestas para ampliar sus contratos de concesión que originalmente llegan hasta el año 2034, lo cual confirma el interés en seguir masificando el consumo de gas natural y ampliando su infraestructura.

La historia de los descubrimientos de gas natural en Perú, especialmente de los Lotes 88, 56, 57 y 58, ha sido fundamental para su desarrollo energético y económico. Desde el descubrimiento del yacimiento de Camisea en 1983, estos recursos han permitido el abastecimiento interno y la exportación de GNL. Con el inicio de la producción en 2004 y la posterior explotación de otros lotes en la cuenca del río Urubamba, Perú ha logrado una mayor autosuficiencia energética, reducción de costos y generación de ingresos por exportaciones. Sin embargo, desde 2016 las reservas probadas han decrecido en más del 40% debido al decaimiento natural de sus campos, como se observa en el Gráfico N° 2.

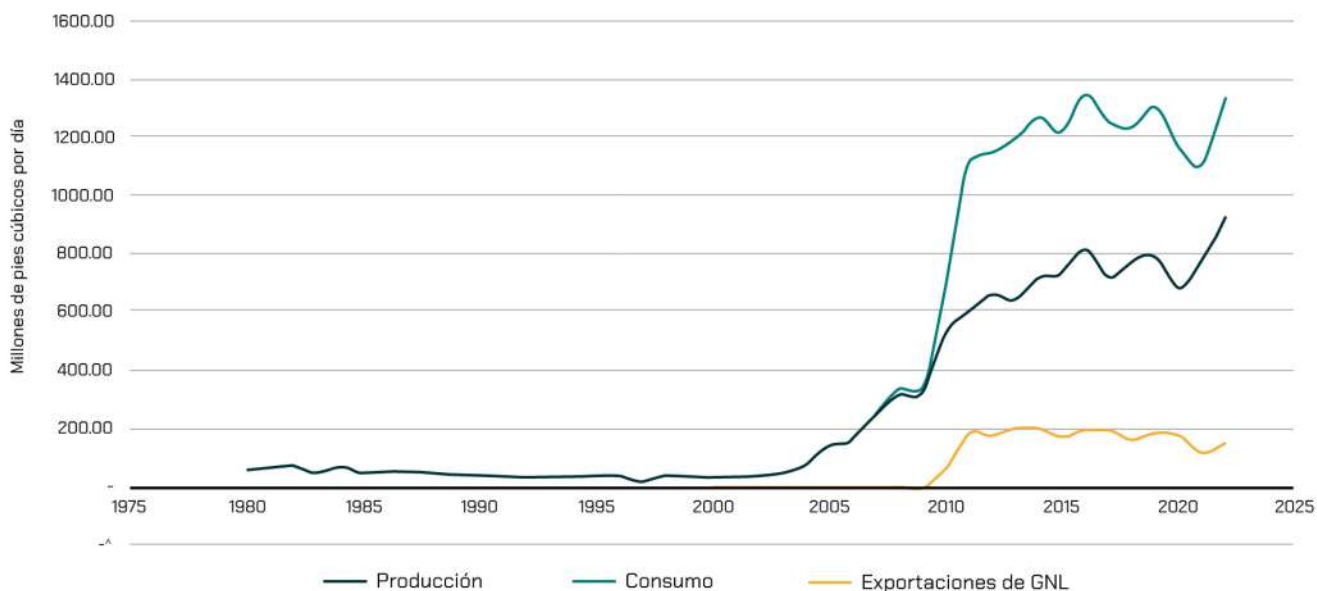
**Gráfico N° 2: Reservas de gas natural, 1980 – 2020**



Fuente: Energy Institute (2024).

El descubrimiento de Camisea ha sido crucial para avanzar en la autosuficiencia energética y en la generación de ingresos mediante la exportación de GNL (Gráfico N° 3).

**Gráfico N° 3: Producción, consumo y exportaciones de gas natural, 1980 – 2023**

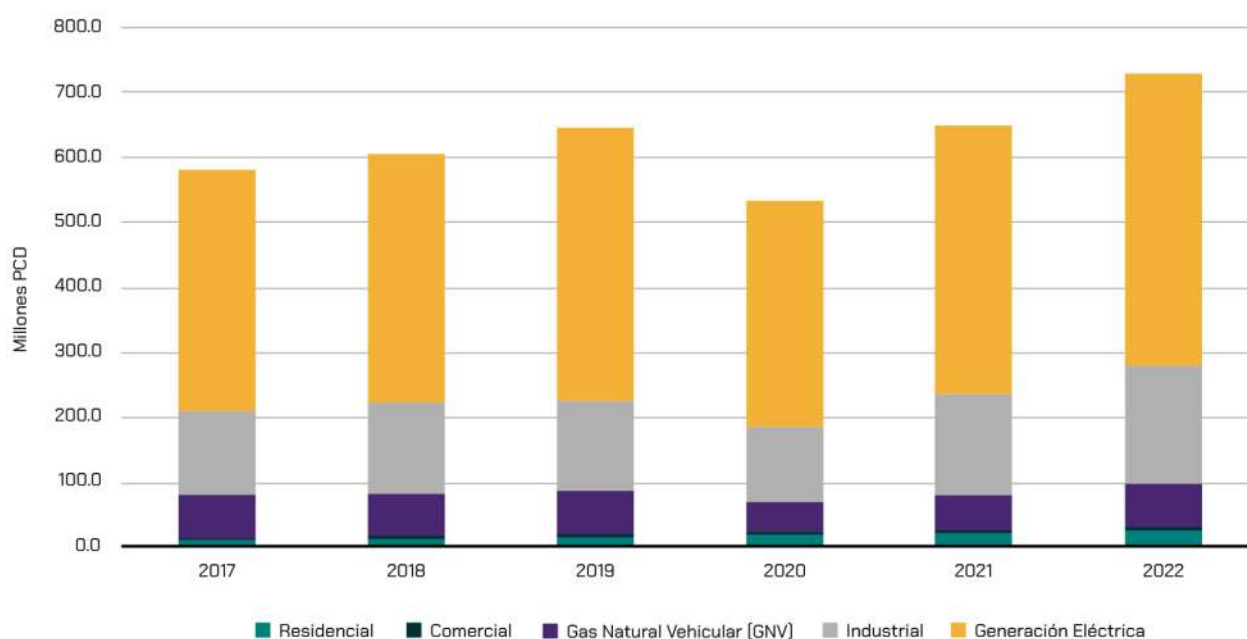


Fuente: Energy Institute (2024).

Como muestra el Gráfico N° 4, la oferta doméstica de gas natural se asigna en un 62% al sector de generación de electricidad, un 25% al sector industrial, un 9% al sector

transporte, un 3% al sector residencial, y menos del 1% para el sector comercial (MINEM, 2022).

**Gráfico N° 4: Evolución de los usos de gas, 2017 – 2022**



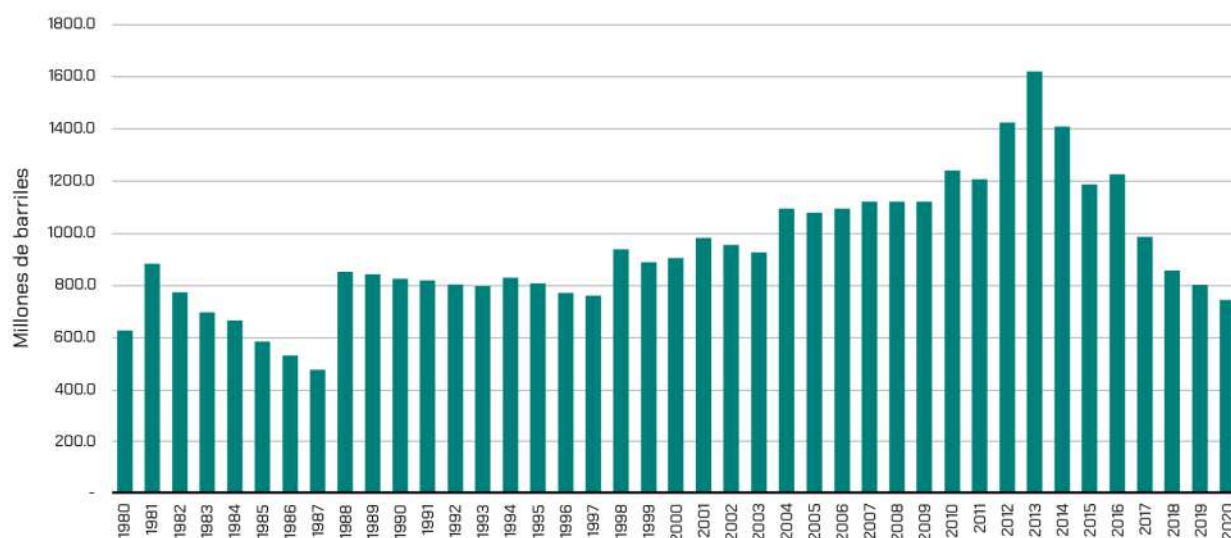
Fuente: MINEM (2022).

#### 1.4. ¿Qué papel juegan el petróleo y los líquidos de gas natural en el corto plazo en Perú?

A pesar del crecimiento de la producción doméstica y el uso del gas natural, el petróleo sigue siendo la fuente dominante del consumo de energía, especialmente para el transporte

y la industria. Los LGN, por su parte, son valiosos como combustibles e insumos para la petroquímica, aunque Perú no cuenta con procesos petroquímicos. Las reservas probadas de petróleo han disminuido desde 2013, como se muestra en el Gráfico N° 5 (Energy Institute, 2024).

**Gráfico N° 5: Reservas de petróleo y LGN, 1980 - 2020**



Fuente: Energy Institute (2024).

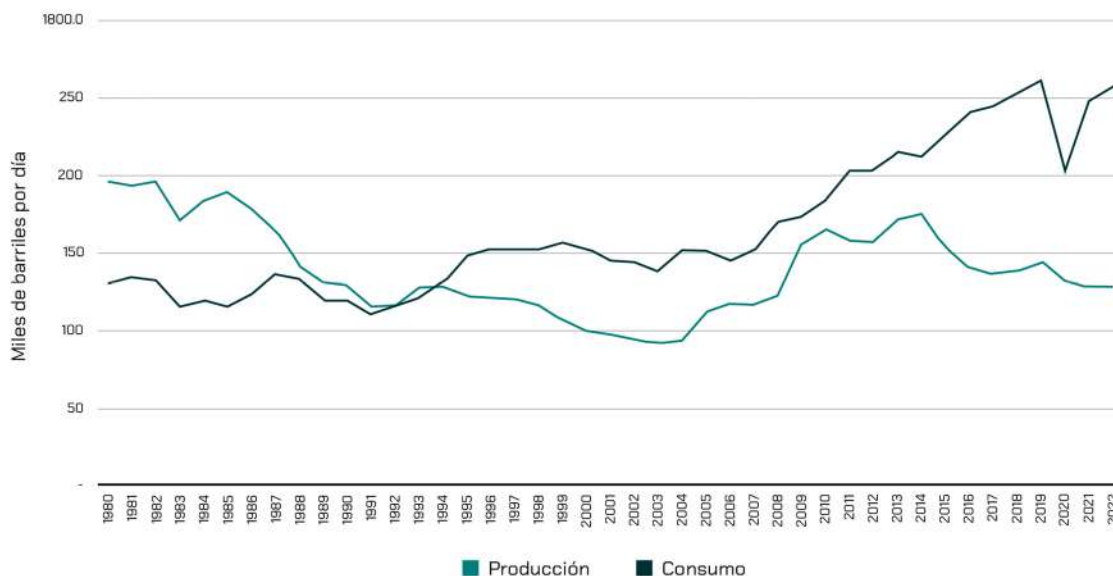
La relación entre la producción y el consumo de petróleo en Perú refleja tanto la capacidad de extracción nacional como las necesidades energéticas del país. Históricamente, Perú ha sido productor de petróleo, con yacimientos en regiones

como Loreto y Piura. Asimismo, tiene una serie de plantas que refinan petróleo, como La Pampilla, Talara, Iquitos y Conchán. Sin embargo, en términos de consumo, Perú tiene una demanda creciente de petróleo y sus derivados impulsada por

el crecimiento económico, el aumento del parque automotor y el desarrollo industrial. Este consumo supera la producción nacional (Gráfico N° 6), lo que ha llevado al país a depender de

las importaciones para cubrir la brecha. La balanza energética muestra que, aunque Perú exporta crudo y gasolina, también importa diésel para satisfacer la demanda doméstica.

**Gráfico N° 6: Producción de petróleo, 1980 - 2022**



Fuente: Energy Institute (2024).

### 1.5. ¿Cuál es el compromiso de Perú en la lucha contra el cambio climático?

activamente comprometido en la lucha contra el cambio climático, como se observa en el Ilustración N° 2.

Desde la ratificación de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático en 1992, Perú ha estado

### Ilustración N° 2. Compromiso de Perú en la lucha contra el cambio climático



Fuente: Gómez, J. R., Elliot, P., & de Sollano, F. J. S. D. (2023).

Además, el 18 de diciembre de 2020, el Estado peruano se comprometió a limitar sus emisiones de GEI para el año 2030 a un máximo de 179 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>eq. Esto representa una reducción del 40% en dichas emisiones,

y se proyecta alcanzar un 20% de participación de energías renovables no convencionales en la matriz de generación eléctrica para 2030, lo cual también hace parte de las metas del MINAM.



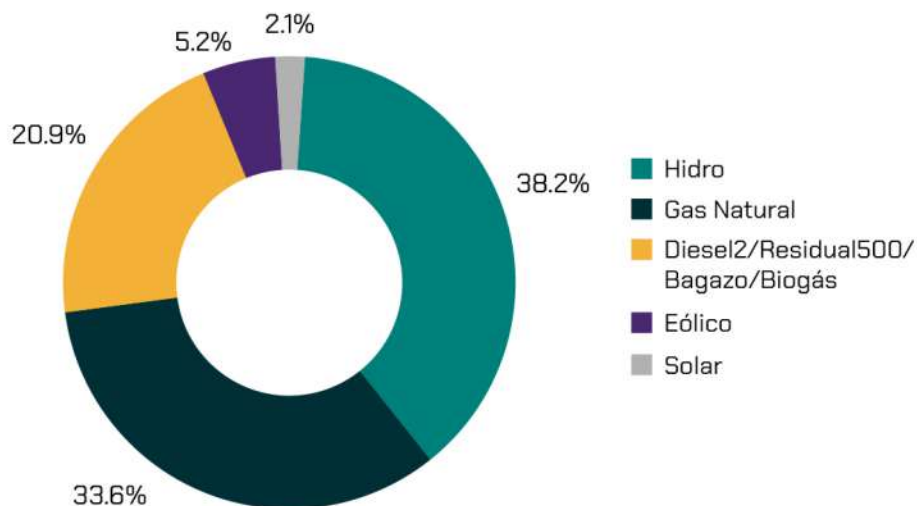
***Los costos de  
descarbonización  
parcial de la  
generación eléctrica***

## 02. Los costos de descarbonización parcial de la generación eléctrica

### 2.1. El sistema de generación eléctrica de Perú

El Gráfico N° 7 presenta la potencia instalada de generación de electricidad clasificada por tipo de tecnología.

Gráfico N° 7: Potencia instalada en porcentaje, 2023

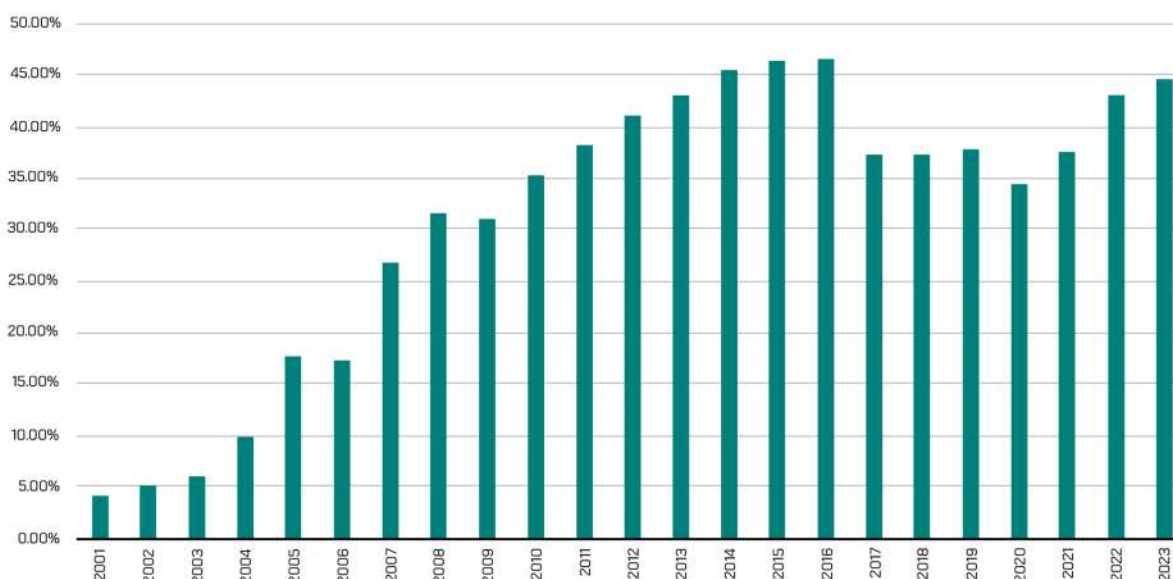


Fuente: Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional – COES (2024).

Durante los últimos 13 años, aproximadamente el 40% de la energía eléctrica consumida en Perú ha sido generada mediante plantas térmicas que utilizan gas natural, como se observa en el Gráfico N° 8. Para garantizar la confiabilidad del sistema eléctrico, el consumo de gas natural para las

plantas térmicas aumenta durante los meses de estiaje, que comprende desde mayo hasta noviembre y se caracteriza por una menor presencia de caudal hidrológico, y ante la presencia del fenómeno de El Niño.

Gráfico N° 8: Generación de las centrales térmicas de gas, 2001 - 2023



Fuente: COES (2024).

## 2.2. Metodología para calcular los costos de la política en generación

Existen diversas teorías jurídicas y económicas que discuten el valor que se debe reconocer a un inversionista frente a una política que modifica las reglas de juego de sus ganancias y convierte a las inversiones existentes en activos encallados (stranded assets). Una postura argumenta que no se debe otorgar ninguna compensación, mientras que otra sostiene que se debe compensar por el flujo de caja libre descontado que el inversionista recibiría sin cambios en las reglas durante el resto de la vida útil de sus activos. En este análisis se adopta el segundo método de cálculo.

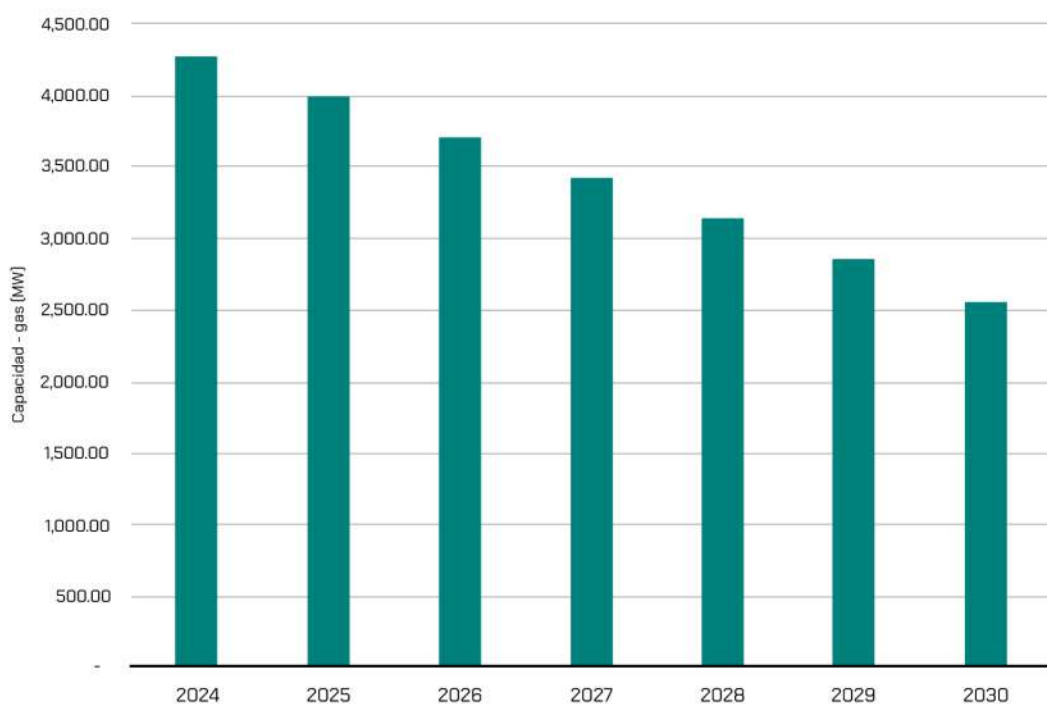
El costo de descarbonizar parcialmente la matriz de generación tiene dos componentes. El primero es el costo de los activos encallados (stranded assets), debido al desmantelamiento parcial de la capacidad instalada de generación eléctrica a gas natural. El segundo es el costo considerable de reemplazar dicha capacidad de generación de electricidad con energía

eólica para proporcionar un nivel de servicio equivalente (Anexo 1). No se contempla la energía solar porque no brinda confiabilidad durante el pico de demanda, que ocurre en las primeras horas de la noche.

El primer ítem es calculable con razonabilidad porque se realizaría utilizando los flujos de caja libre (free cash flow, FCF) con incertidumbres limitadas en el corto y mediano plazo. El segundo ítem está sujeto a las condiciones operativas de la generación térmica a gas natural y los proyectos eólicos existentes en Perú.

Para construir una senda de desmantelamiento parcial de los activos de generación térmica a gas natural existente para el año 2030, que corresponda al 40% de la capacidad térmica instalada con gas natural y sea consistente con la actualización de las NDC de 2020, se propone la siguiente trayectoria de reducción de capacidad (Gráfico N° 9).

**Gráfico N° 9: Senda de remoción del 40% de la capacidad de generación eléctrica a gas natural, 2024 – 2030**



Fuente: Cálculos propios y COES (2024).

El cálculo para el reemplazo de la generación a gas natural con generación eólica utiliza los siguientes parámetros:

- Se considera un horizonte de desmonte y reemplazo del 40% de la capacidad efectiva de generación eléctrica a gas natural por generación eólica al año 2030 y una tasa social de descuento ( $r_{WACC}$ ) del 12%.
- El costo total de instalación de capacidad eólica se estima con el promedio de las inversiones dividido entre la capacidad instalada reportada para las centrales eólicas en 2024,

equivalente a USD 1,563.61 por kW (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – Osinergmin, 2024).

- El 40% de la capacidad efectiva de térmicas a gas natural corresponde a 1,707 MW, lo que implica que se requieren al menos 3,136 MW de capacidad eólica instalada para brindar el mismo nivel de confiabilidad.
- Tasa de cambio dólar (SOL/USD): 3.69 soles.
- Precio spot de la electricidad: promedio de los costos



marginales de 2021, 2022 y 2023 ajustados por el incremento anual de los últimos 20 años, que corresponde a 3.3% (COES, 2024).

- Precio del gas natural (USD/MBTU): se ajustó anualmente con el promedio del Índice de precios al productor (IPP) en dólares.
- Heat Rate (MBTU/MWh): 6.98 MBTU/MWh.
- OPEX (USD/kWh): 1 USD/kWh.
- Costos mensuales de arranque y parada (SOL): 4,552,467 soles (COES, 2024).
- Costo del gas (SOL/kWh): demanda de gas (MBTU) precio doméstico del gas (SOL/MBTU) / Energía total vendida (kWh).
- Con los reportes anuales de las empresas del sector se estimó que los costos de administración, operación y mantenimiento (AOM) (USD/año) corresponden a aproximadamente USD 75,000,000.
- Impuesto a la renta (mm SOL): 30% EBIT.

Como se observa en la Tabla N° 1, las plantas a gas natural tienen un factor de despacho promedio máximo del 90%, mientras que las plantas eólicas tienen un factor de despacho promedio del 49% (no son "despachables"). Por lo tanto, por cada MW de capacidad efectiva instalada de gas natural se requieren 1.84 MW de capacidad efectiva eólica para brindar el mismo nivel de confiabilidad.



**Tabla N° 1: Capacidad efectiva y factor de despacho promedio por tecnología, 2022 - 2023**

Tecnología	Capacidad efectiva (MW)	Factor de despacho promedio [%]	Factor de despacho promedio mínimo [%] por agente	Factor de despacho promedio máximo [%] por agente
Agua	5,161	62.3%	2%	96%
Gas natural	4,269	77.5%	0%	90%
Eólico	709	49%	29%	51%
Solar	282	32.6%	22%	35%
Diésel, biogás, bagazo y residual	2,685	33%	0%	87%
<b>TOTAL</b>	<b>13,106</b>	<b>59.2%</b>		

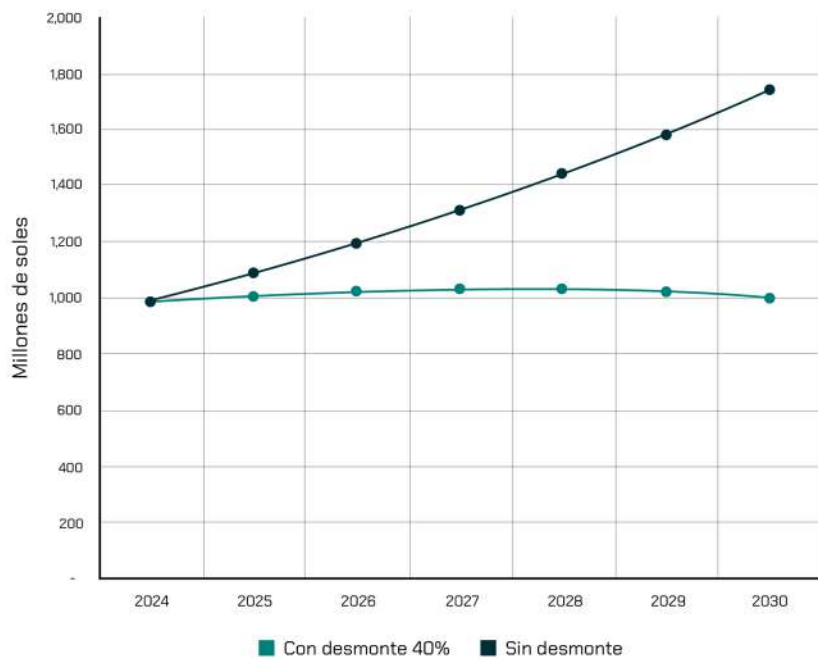
Fuente: COES (2024).

### 2.3. Resultados

El costo de los activos encallados (stranded assets) para la generación eléctrica a gas natural es igual al VPN de los flujos de caja libre sin desmonte, incluyendo el valor

de la perpetuidad y el VPN de los flujos de caja libre con el desmonte hasta 2030, como se muestra en el Gráfico N° 10. La diferencia entre estos dos VPN asciende a 4,151 millones de soles.

**Gráfico N° 10: Flujos de caja libre estimado para térmica – gas natural, 2024 – 2030**

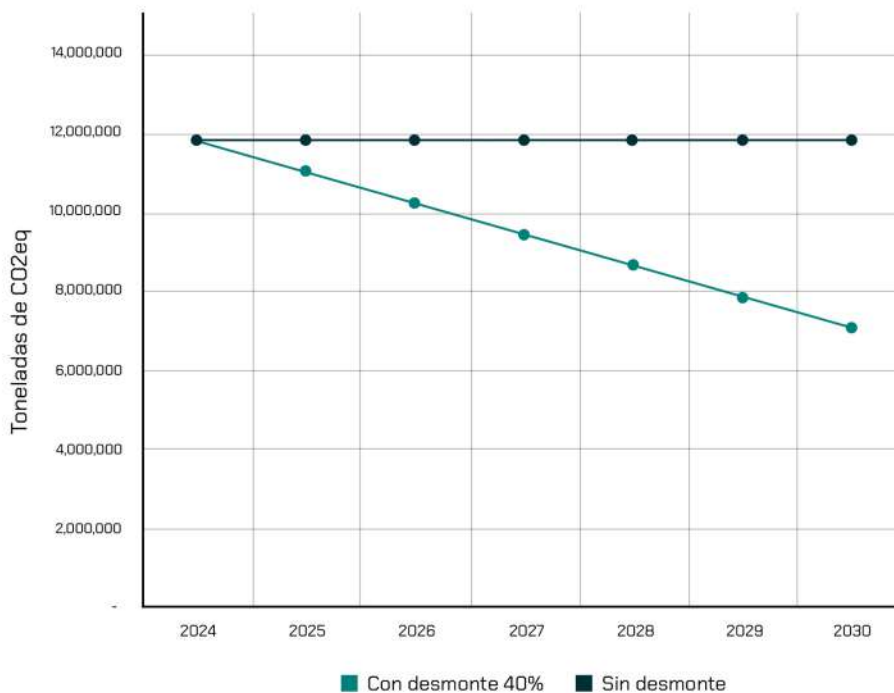


Fuente: Cálculos propios.

Al costo de los activos encallados (stranded assets) se debe sumar el costo de reemplazar esos activos por capacidad de generación eólica, lo que implica inversiones del orden de 12,400 millones de soles. Por tanto, el costo total esperado de reemplazar el 40% de la capacidad de generación eléctrica a gas natural por fuentes renovables no convencionales con confiabilidad equivalente es de 16,551 millones de soles.

Por último, después de reemplazar ese 40% de la capacidad de generación eléctrica a gas natural en el año 2030, se produciría una reducción anual de 4.7 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>eq pasaría de 11.8 millones en la actualidad a 7.1 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>eq por año (Gráfico N° 11). Esa reducción equivale al 2.1% del total nacional de emisiones de GEI en 2022 (MINAM, 2023).

**Gráfico N° 11: Emisiones estimadas de GEI del sistema de generación eléctrica peruana, 2024 – 2030**



Fuente: Cálculos propios.



***Los costos  
incrementales para  
los consumidores  
residenciales***

## 03. Los costos incrementales para los consumidores residenciales

### 3.1. Evolución de la penetración residencial del GLP y gas natural

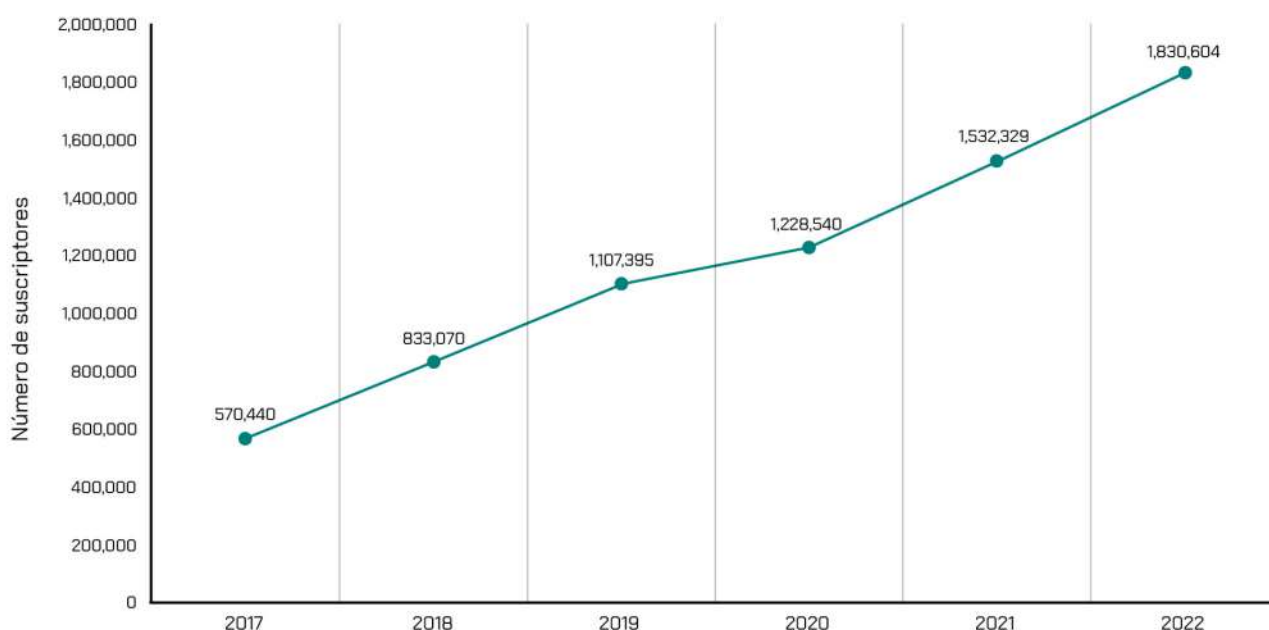
El uso del GLP en los hogares peruanos ha experimentado una evolución significativa a lo largo de las últimas décadas. Según el Censos Nacionales 2017: XII de Población, VII de Vivienda y III de Comunidades Indígenas, 5.7 millones de hogares utilizaban GLP para cocinar, lo que representaba el 69.8% de los hogares peruanos.

En la actualidad, el GLP sigue siendo una fuente de energía

importante para los hogares peruanos. Más de siete millones de hogares —aproximadamente 28 millones de personas— están utilizando GLP en sus cocinas y, en menor medida, para la calefacción e iluminación de sus casas, según la Sociedad Peruana de Gas Licuado (SPGL).

Durante los últimos siete años, el número de suscriptores de gas residencial ha aumentado en promedio un 20% por año, como se observa en el Gráfico N° 12.

Gráfico N° 12: Número de suscriptores residenciales del servicio de gas natural, 2017 – 2022



Fuente: Empresas del sector.

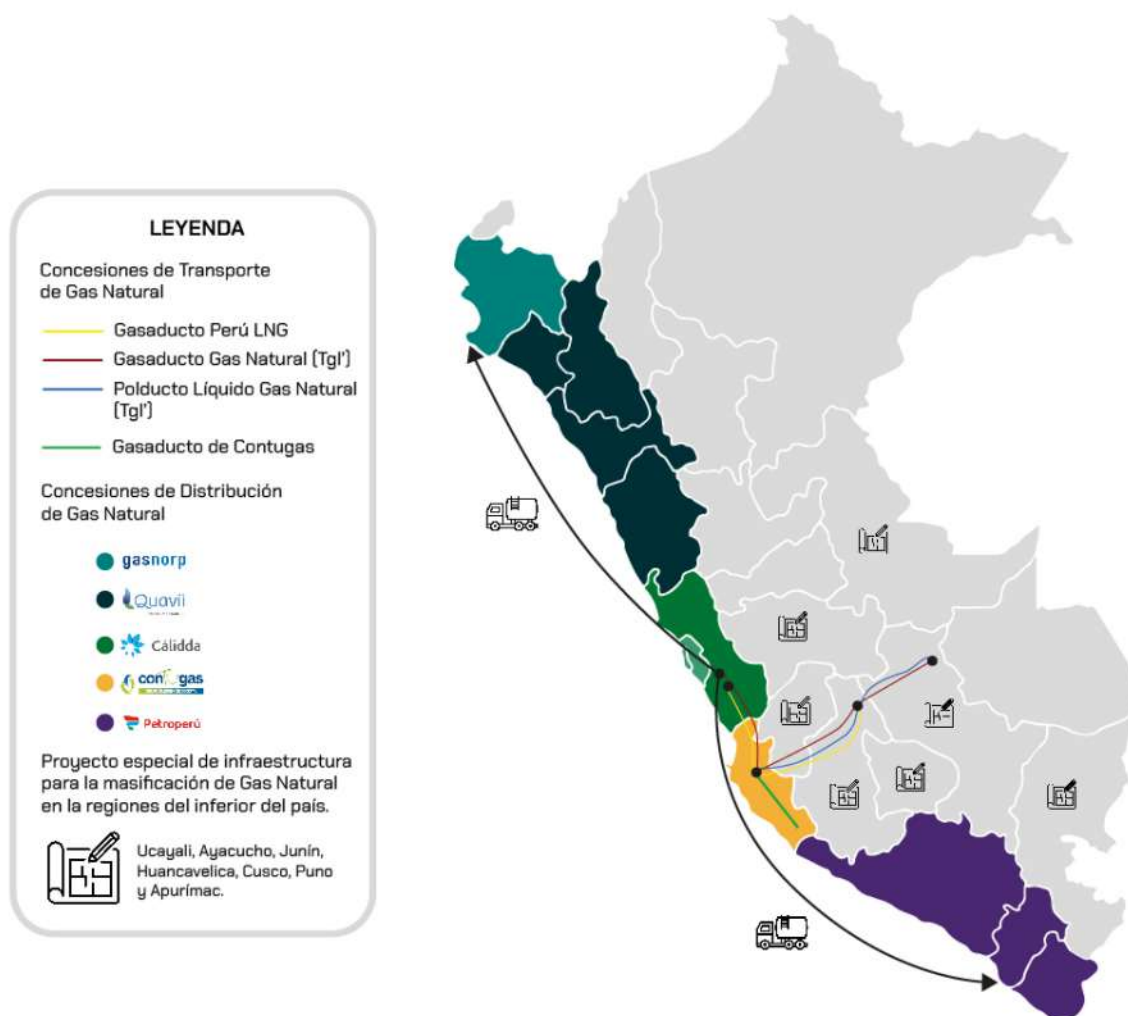
Por su parte, en la actualidad, más de 1.8 millones de hogares peruanos utilizan el servicio de gas natural, principalmente para la cocción de sus alimentos. Además, sectores como generación eléctrica, industrial, gas natural vehicular (GNV) y comercial también lo emplean en sus procesos productivos.

### 3.2. Metodología para calcular los costos de electrificación en el sector residencial

Para calcular la diferencia en los costos de propiedad entre el uso de una estufa de GLP o gas natural y una estufa de inducción eléctrica que proporciona el mismo nivel de servicio en un hogar peruano ubicado en alguna de las cinco concesiones de distribución de gas natural, como se muestra en la Ilustración N° 3, se utiliza la metodología propuesta en el Anexo 2.



### Ilustración N° 3: Concesiones de distribución de gas natural



Fuente: DGH-MINEM.

El cálculo del cambio en el costo de propiedad al reemplazar una estufa a GLP o gas natural por una estufa eléctrica de inducción utilizó los siguientes supuestos:

- Se considera un horizonte de reemplazo de las estufas a gas por estufas de inducción eléctrica al año 2030 y una tasa social de descuento ( $r_{WACC}$ ) del 12%.
- Se seleccionó las cinco ciudades principales para representar a los consumidores residenciales peruanos: Lima y Callao, Chiclayo, Arequipa, Ica y Piura.
- Las tarifas de los balones de GLP de 10 kilogramos por ciudad (Osinermin, 2024).
- Las tarifas del usuario final de gas natural al sector residencial (Osinermin, 2024).
- Las tarifas de energía eléctrica corresponden al BT5B para usuarios con consumo mensual menor de 140 kWh – diciembre 2022 (Ruiz, M., 2023).
- La demanda mensual de GLP para la cocción de alimentos es igual a 1.1 balones de 10 kilogramos, lo que corresponde a 11 kilogramos por hogar (MINEM, 2015).

- La demanda mensual de gas natural para la cocción de alimentos es igual al promedio del consumo del sector residencial dividido entre el número de suscriptores residenciales (MINEM, 2022).
- El factor de eficiencia energética de una estufa convencional a gas es de 40% (DOE, 2008).
- El factor de eficiencia energética de una estufa de inducción eléctrica es de 90% (Sadhu et al., 2010).
- Los costos de adquirir una nueva estufa de inducción eléctrica se basan en cotizaciones a grandes superficies.

### 3.3. Resultados - GLP

Los costos del cambio de propiedad asociados con la transición de una estufa a GLP a una estufa de inducción eléctrica en un hogar, según la ciudad, se presentan en la Tabla N° 2.

**Tabla N° 2: Costos incrementales de pasar de una estufa a GLP a una de inducción eléctrica de un hogar (soles) en las principales ciudades**

Ciudad	Sin subsidio	Con subsidio
Lima y callao	-260	-115
Chiclayo	-446	-338
Arequipa	-81	17
Ica	-121	-28
Piura	-291	-177

Fuente: Cálculos propios.

Sin subsidios a la tarifa de electricidad, las diferencias entre los beneficios y los costos económicos de cambiar una estufa a GLP por una estufa de inducción eléctrica son negativas, aunque relativamente bajas. Esto indica que no existe un incentivo económico para realizar el cambio. Sin embargo, al considerar los subsidios a la tarifa de electricidad, la diferencia entre los beneficios y los costos del cambio se reduce y, en Arequipa, llega a ser positiva.

La reducción anual de GEI resultante del cambio de una estufa a GLP a una estufa de inducción eléctrica es de aproximadamente 309 kilogramos de CO<sub>2</sub>eq por hogar al año.

Si el gobierno peruano deseara que el cambio en el costo de propiedad de pasar de una estufa a GLP a una estufa de inducción eléctrica para los siete millones de hogares

peruanos sea indiferente financieramente para estos hogares, necesitaría otorgar un subsidio de aproximadamente 1,718 millones de soles. Al cambiar la cocción de GLP a estufas de inducción eléctrica en todos los hogares que utilizan GLP, se lograría una reducción anual de 2.2 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>eq, lo que en 2022 representaba el 1.1% del total nacional de GEI (MINAM, 2023).

### 3.4. Resultados – gas natural

Los costos incrementales de pasar de una estufa a gas natural a una estufa de inducción eléctrica en un hogar, según la ciudad, se presentan en la Tabla N° 3.

**Tabla N° 3: Costos incrementales de pasar de una estufa a gas natural a una de inducción eléctrica de un hogar (soles) en las principales ciudades**

Ciudad	Sin subsidio	Con subsidio
Lima y callao (Cálida)	-2,589.42	-2,444.94
Chiclayo (Quavii)	-1,850.04	-1,741.68
Arequipa (Petroperú)	-1,234.70	-1,136.66
Ica (Contugas)	-2,823.52	-2,730.64
Piura (Gasnorp)	-3,217.29	-3,103.77

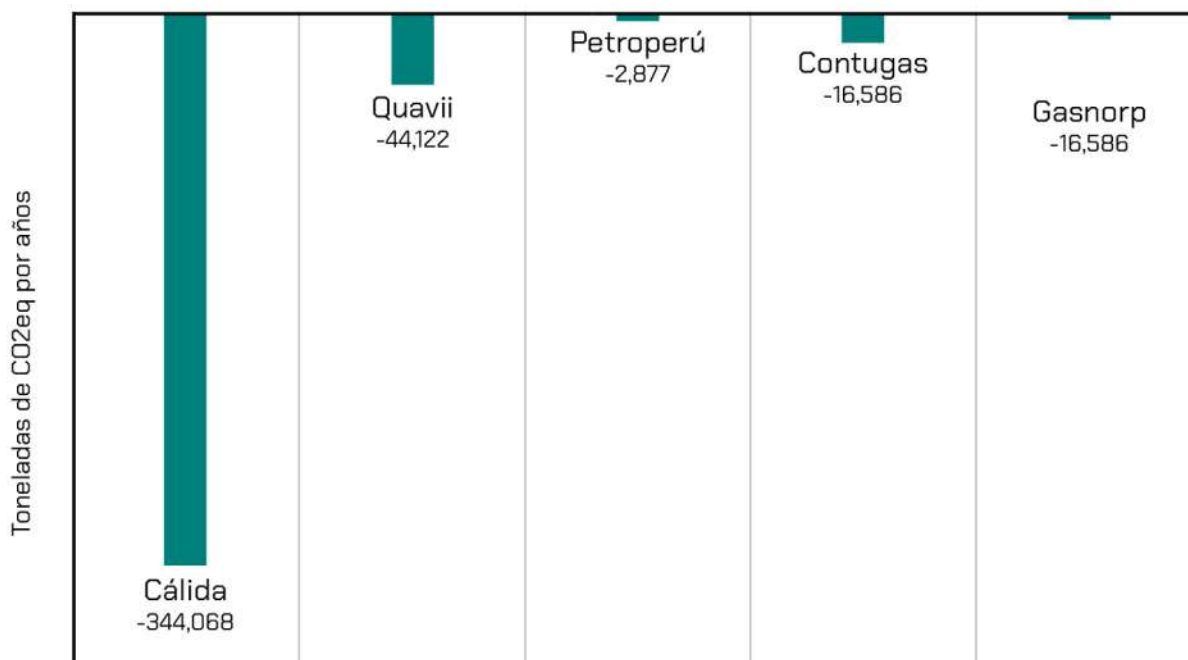
Fuente: Cálculos propios.

En las seis ciudades, las diferencias entre los beneficios y los costos económicos del cambio de la estufa a gas natural son negativas, lo que significa que no hay un incentivo económico para cambiar la estufa de gas natural por una de inducción eléctrica.

por cada hogar por año. El Gráfico N° 13 muestra un resumen de la reducción de emisiones de GEI para todos los hogares de cada uno de los estratos después del cambio a las estufas eléctricas de inducción. Es decir, de los 1.8 millones de hogares que utilizan gas natural para la cocción de alimentos.

La reducción anual de GEI debido al cambio de la estufa a gas natural es de aproximadamente 242 kilogramos de CO<sub>2</sub>eq

**Gráfico N° 13: Reducción de emisiones de GEI al pasar de una estufa de gas natural a una de inducción eléctrica por estrato**



Fuente: Cálculos propios.

Si el gobierno deseara que el cambio en el costo de propiedad de pasar de una estufa a gas natural a una estufa de inducción eléctrica para todos los hogares peruanos tenga un efecto nulo sobre el ingreso de este grupo de hogares, necesitaría otorgar un subsidio de aproximadamente 4,601 millones de

soles. Al cambiar la cocción a gas natural por cocción con estufas de inducción eléctrica de 1.8 millones de hogares se obtendría una reducción anual de 0.4 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>eq, lo que en 2022 equivalía a 0.2% del total nacional de GEI (MINAM, 2023).





***Evaluación económica  
de la electrificación  
del transporte público***



# 04. Evaluación económica de la electrificación del transporte público

## 4.1. El transporte público en Perú

El transporte público en Perú es diverso y complejo, pues abarca diferentes modalidades que varían según la región. En Lima y Callao destacan el Metropolitano, un sistema de buses de tránsito rápido (BRT) que recorre 33 kilómetros a través de 38 estaciones, y la Línea 1 del Metro de Lima, que cubre 34.6 kilómetros con 26 estaciones y conecta el sur con el noreste de la ciudad.

Según el Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI), en 2020 el 55% de los viajes diarios en Lima Metropolitana se realizaron en transporte público, y en 2021 se registraron

más de 140,000 unidades de transporte público en Lima. En contraste, taxis y colectivos, muchos de ellos no regulados, ganan popularidad y proliferan en todo el país con aplicaciones móviles como Uber o Cabify.

En otras ciudades principales como Arequipa, Cusco y Trujillo, el transporte público se basa en buses urbanos, minibuses y combis, con proyectos de modernización en marcha. A nivel interprovincial, empresas como Cruz del Sur y Oltursa operan rutas entre ciudades principales y zonas rurales, mientras que trenes turísticos como PeruRail e IncaRail cubren trayectos a destinos como Machu Picchu (Tabla N° 4).

**Tabla N° 4: Parque vehicular del transporte terrestre de pasajeros en carretera, 2018-2022**

Clase	2018	2019	2020	2021	2022
Automóvil	27	107	172	303	422
Station wagon	0	0	5	6	7
Camioneta rural	4,202	5,725	5,520	6,897	7,906
Ómnibus	10,604	12,104	11,500	12,654	13,881
Ómnibus - internacionales	153	140	149	140	128
<b>TOTAL</b>	<b>14,986</b>	<b>17,076</b>	<b>17,346</b>	<b>20,000</b>	<b>22,344</b>

Fuente: MTC - DGATR - DSTT - OGPP.

## 4.2. Metodología para la evaluación económica de la electromovilidad

El objetivo general de la evaluación económica es analizar la electrificación del transporte público en Perú mediante la renovación de la flota de buses de transporte público a eléctricos. Esto incluye el cálculo de la diferencia entre los costos totales de propiedad (total cost of ownership, TCO)

entre buses ICE euro V y buses eléctricos tipo padrón de 12 metros con capacidad aproximada para 80 pasajeros en modalidad de carga nocturna (overnight charged bus).

El VPN se calculó construyendo el flujo de caja:

$$\begin{aligned}
 VPN_{bus} = & \left[ CAPEX_{ice} + \sum_{t=0}^N \frac{OPEX_{ice}(t)}{(1+r)^t} + \right. \\
 & - \left[ CAPEX_{bus\ ele} + CAPEX_{infra} + \frac{BAT_{ele}(N/2)}{(1+r)^{\frac{N}{2}}} \right. \\
 & \left. \left. + \sum_{t=0}^N \frac{OPEX_{ele}(t)}{(1+r)^t} + \right] + \frac{\Delta VSALV(N)}{(1+r)^N}
 \end{aligned}$$

Donde:

CAPEX<sub>ice</sub> y CAPEX<sub>ele</sub> son las inversiones en buses ICE (diésel) y buses eléctricos, respectivamente. En ambos casos, las inversiones son realizadas en el año 0.

CAPEX<sub>infra</sub> corresponde al costo de la infraestructura de carga eléctrica en el año 0. No se contempla la subestación eléctrica para la instalación de varios cargadores en una estación determinada.

N es el número de años del proyecto: 16 años.

BAT<sub>ele</sub> es la inversión en el reemplazo de la batería del bus eléctrico que debe ser realizada a la mitad del periodo de evaluación (año N/2); es decir, en el año 8.

OPEX<sub>ice</sub>(t) y OPEX<sub>ele</sub>(t) son, respectivamente, los costos de administración, operación y mantenimiento, y los costos de los insumos recurrentes (combustibles/electricidad) necesarios para el funcionamiento de los buses a combustión interna y eléctricos en cada año t del período de evaluación.

$\Delta$ V<sub>SALVA</sub>(N) es la diferencia en los valores de salvamento. Es decir, la diferencia del valor residual de las inversiones (CAPEX) al final de la vida útil (año N) entre las dos tecnologías que se comparan: bus ICE y eléctrico. Se asume como valor de salvamento el 10% del CAPEX.

Para el cálculo del cambio en el costo de propiedad entre buses ICE euro V y buses eléctricos tipo padrón de 12 metros se utilizó los siguientes supuestos:

- Se considera un horizonte de 16 años y una tasa social de descuento ( $r_{wacc}$ ) del 12%.
- El CAPEX de un autobús diésel mediano ICE EURO V de 12 metros es de USD 250,000 por unidad (GIZ, 2019).
- El CAPEX de un autobús eléctrico mediano de 12 metros es de USD 450,000 por unidad (GIZ, 2019).
- El precio del diésel se asumió como el promedio de los últimos tres años en Lima, que es 15.96 soles por galón (Global Petrol Prices, 2024).
- El precio de la electricidad corresponde al promedio de la tarifa de 2021, 2022 y 2023 en Lima, de 0.7108 soles por kWh (COES, 2024).
- Los kilómetros recorridos por día se estimaron en 201, que es el recorrido promedio de un autobús de 12 metros en Bogotá, Colombia (GIZ, 2019).
- El número promedio de pasajeros se asume en 60 (GIZ, 2019).
- El porcentaje de operación anual es del 92% (WRI, 2021).
- El rendimiento del diésel se asumió en 0.36 litros/km (WRI, 2021).

- El rendimiento del kWh por kilómetro para un autobús estándar de 12 metros es de 1.3 kWh/km (GIZ, 2019).
- El costo de revisión y mantenimiento de un autobús ICE se estima en USD 48,000 por año.
- El factor de costos de mantenimiento respecto a un autobús eléctrico es de 2.86 (WRI, 2021).
- El costo de reemplazo de la batería de un autobús eléctrico es de USD 72,017 (WRI, 2021). El costo del cargador es de USD 21,418 (GIZ, 2019).
- La autonomía de las baterías se asumió en 200 kilómetros, y el número de ciclos en 2500 (GIZ, 2019).
- La tasa de cambio dólar (SOL/USD) es de 3.69.
- Las emisiones de un autobús ICE son 69 gramos de CO<sub>2</sub> por pasajero-km (Hensher et al., 2021).

### 4.3. Resultados

Los datos de entrada e intermedios de CAPEX, OPEX y emisiones de CO<sub>2</sub> se utilizaron para comparar el costo de propiedad de los autobuses ICE euro V y los autobuses eléctricos. La Tabla N° 5 muestra el VPN del costo para cada alternativa y sus diferencias, así como las toneladas de CO<sub>2</sub> ahorradas por cada tipo de autobús durante un horizonte de 16 años.



**Tabla N° 5: Valor presente de neto del costo de propiedad y emisiones de CO<sub>2</sub>**

	VPN (USD)	VPN (soles)	Toneladas CO <sub>2</sub> en 16 años (Scope 1 & 2)
Bus ICE euro V	837,210	3,089,306	3,175
Bus eléctrico tipo padrón 12 metros de 80 pasajeros	755,246	2,786,857	304
Diferencia	81,965	302,449	2,871

Fuente: Elaboración propia.

Como se muestra en la Tabla N° 5, el VPN del costo de propiedad de un bus ICE euro V y de un bus eléctrico tipo padrón de 12 metros para 80 pasajeros es de 3.09 millones de soles y 2.79 millones de soles, respectivamente, lo que implica un beneficio económico de 0.3 millones de soles a favor de un bus eléctrico frente a un bus diésel. Además, el análisis

de emisiones de carbono muestra que el uso de los buses eléctricos resultaría en una reducción de 2,871 toneladas de CO<sub>2</sub> durante un período de 16 años considerando tanto las emisiones directas (Scope 1) como las indirectas (Scope 2).



***El costo fiscal de frenar el 40% de la producción de hidrocarburos en Perú***

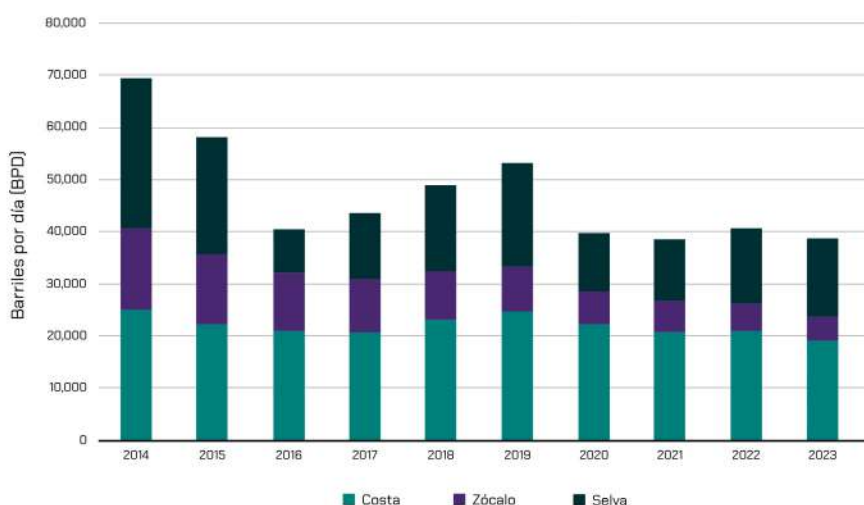
# 05. El costo fiscal de frenar el 40% de la producción de hidrocarburos en Perú

## 5.1. La producción de hidrocarburos en Perú

La producción histórica de petróleo peruano ha venido disminuyendo en los últimos años hasta estabilizarse en alrededor de 40,000 barriles por día (BPD) en los últimos cuatro años, como se muestra en el Gráfico N° 14. En 2023, los lotes de explotación de hidrocarburos de la costa

representaron el 49% de esa producción anual, mientras que los lotes de la selva y del zócalo aportaron el 39% y el 12%, respectivamente (Perupetro, 2024). Al comparar la producción de petróleo de Perú con la de países de América del Sur como Brasil, Venezuela, Colombia, Argentina, Ecuador y Guyana, la producción es relativamente baja (BP, 2023).

**Gráfico N° 14: Producción histórica de petróleo, 2014 – 2023**

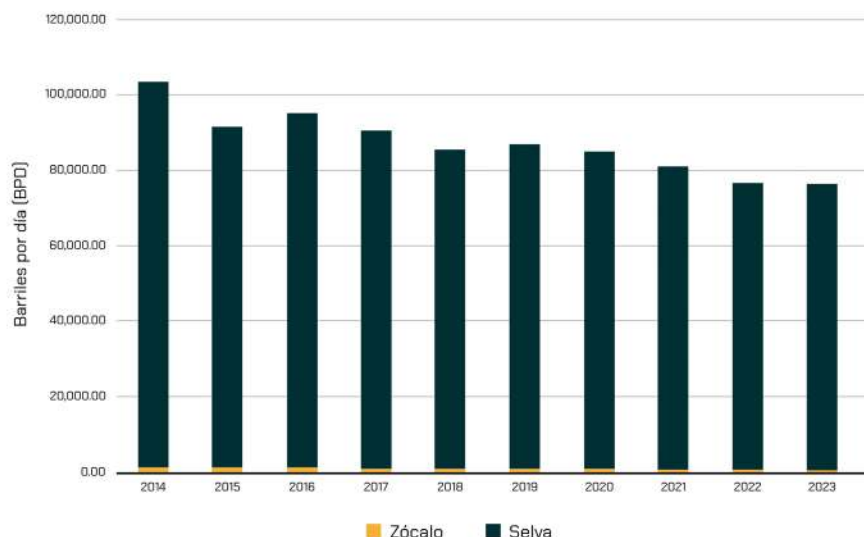


Fuente: Perupetro (2024).

La producción de LGN en Perú duplica su producción de petróleo. Destacan los lotes de la selva, que representan más del 99% de la producción total de LGN, como se observa en el Gráfico N° 15 (Perupetro, 2024). Aunque la producción de petróleo de Perú es relativamente baja en comparación

con la de otros países de la región, la producción de LGN es comparable a la de Brasil e inferior a la de Argentina, pero supera ampliamente la producción de Colombia, Ecuador y Venezuela (BP, 2023).

**Gráfico N° 15: Producción histórica de LGN, 2014 – 2023**

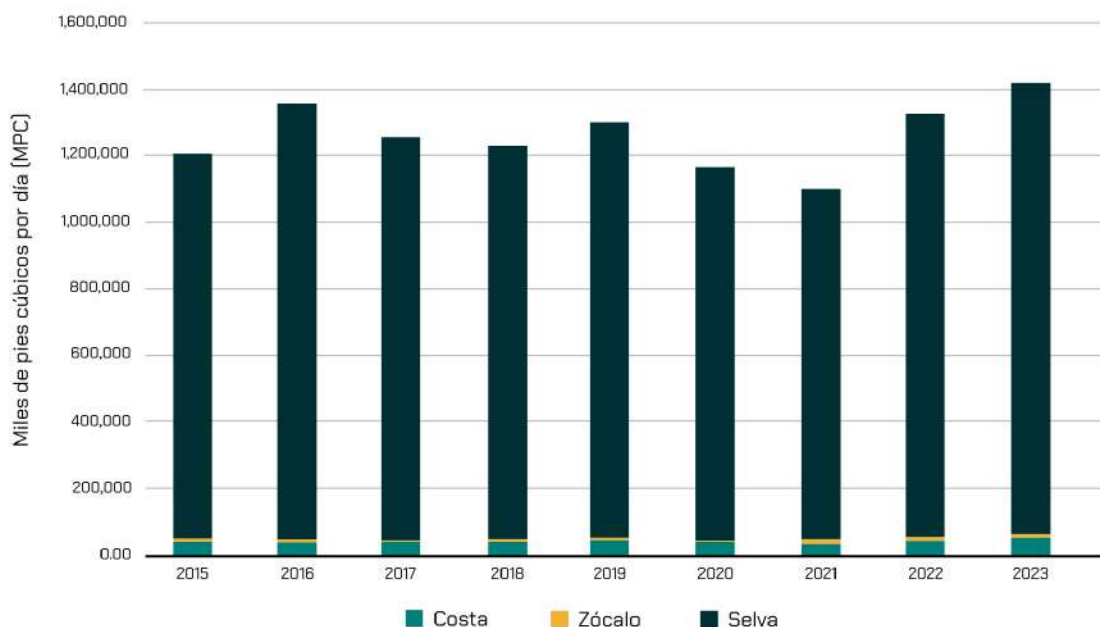


Fuente: Perupetro (2024).

En Perú, la producción de gas natural supera ampliamente la demanda, lo cual permite exportar sus excedentes en forma de GNL, que representa aproximadamente el 10% de la producción (BP, 2023). Destacan los lotes de la selva, que en 2023 representaban más del 95% de la producción total de

gas natural, como se muestra en el Gráfico N° 16 (Perupetro, 2024). En comparación con otros países de la región, la producción de gas natural de Perú es cercana al nivel de Colombia y Bolivia, aunque inferior a la de Argentina, Brasil, Venezuela, y Trinidad y Tobago (BP, 2023).

**Gráfico N° 16: Producción histórica de gas natural, 2015 – 2023**



Fuente: Perupetro (2024).

## 5.2. Metodología para calcular los costos de frenar la producción de hidrocarburos

La Ley Orgánica de Hidrocarburos (N.º 26221) establece varias modalidades de contratos para la explotación de hidrocarburos. Entre ellas destacan los contratos de licencia y los contratos de servicios.

Los contratos de licencia otorgan al contratista el derecho a explorar y explotar hidrocarburos en un área determinada por un período de tiempo específico. A cambio, el contratista paga una regalía por cada barril de petróleo o pie cúbico de gas natural producido. El contratista asume el riesgo de la exploración y, en caso de no encontrar hidrocarburos, no recibe ninguna remuneración.

Por otro lado, en los contratos de servicios, el contratista presta servicios de exploración y explotación de hidrocarburos al Estado peruano y recibe una remuneración fija por barril o pie cúbico producido. En este caso, el riesgo de la exploración es asumido por el Estado peruano.

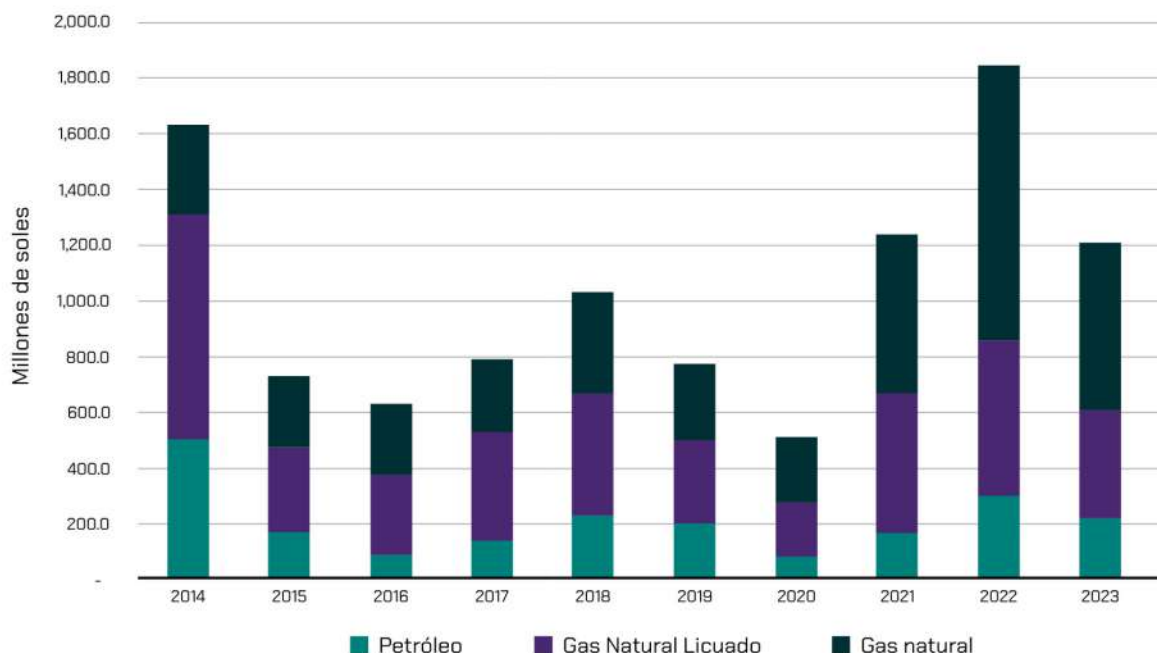
El pago de regalías en los contratos de explotación de hidrocarburos en Perú funciona de manera diferente según el tipo de contrato. En los contratos de licencia, la regalía se calcula sobre el valor de venta del petróleo, LGN o gas natural correspondiente al volumen producido multiplicado por el precio de la canasta de precios de dicho hidrocarburo. La tasa de regalía es un porcentaje del valor producido que se establece en el contrato y puede variar según el tipo de

hidrocarburo y la zona de producción. Por su parte, en los contratos de servicios, la regalía se calcula sobre los costos de producción del petróleo, LGN o gas natural, y la tasa de regalía es un porcentaje de los costos de producción que se establece en el contrato.

La regalía pagada se considera un gasto de la empresa, lo cual implica que se descuenta antes de pagar el impuesto de renta de la compañía. Estos fondos se destinan al gobierno central, pero una parte significativa se redistribuye a los gobiernos regionales y locales a través del canon y sobrecanon, cuyo objetivo es que las regiones receptoras de la explotación puedan financiar proyectos que promuevan su desarrollo económico y social.

En el primer trimestre de 2024, las regalías y el canon petrolero y gasífero representaron el 2% del total de ingresos corrientes del gobierno nacional (BCRP, 2024). En ese mismo periodo, el impuesto sobre la renta asociado al sector de hidrocarburos representó el 4.6% del total del recaudo por este impuesto (BCRP, 2024). En los últimos tres años, las regalías asociadas al gas natural aumentaron significativamente su participación en comparación con las regalías de LGN y petróleo, y representan alrededor del 50% del total de regalías, como se muestra en el Gráfico N° 17 (Perupetro, 2024).

**Gráfico N° 17: Regalías de hidrocarburos, 2014 - 2023**



Fuente: Perupetro (2024).

El costo de frenar el 40% de la producción de hidrocarburos en Perú, que estaría alineado con el compromiso de las NDC para reducir las emisiones de GEI en un 40% para 2030, tiene dos componentes principales: (i) los ingresos corrientes, tanto tributarios como no tributarios, que se dejarán de percibir al no haber producción de hidrocarburos, tales como las regalías, el impuesto a la renta, el impuesto general a las ventas (IGV), el impuesto selectivo al consumo (ISC), el impuesto predial, el impuesto municipal y el impuesto a los dividendos; y (ii) las utilidades dejadas de percibir por la empresa estatal peruana Perupetro (Ley Orgánica de Petroperú, Decreto Ley N.° 25802).

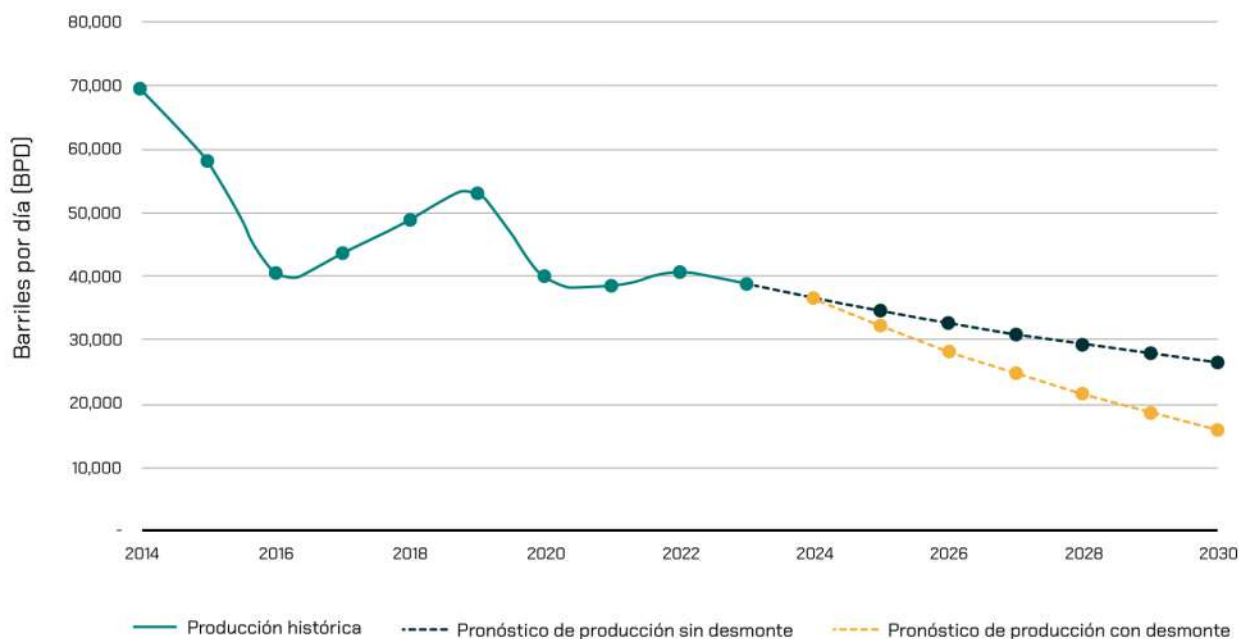
Teniendo en cuenta las restricciones de información e incertidumbre, se puede calcular uno de los principales componentes del costo de frenar el 40% de la producción de hidrocarburos en Perú, que son las regalías dejadas de percibir por el gobierno nacional. Para calcular este costo se requiere:

(i) las proyecciones de los volúmenes producidos de cada hidrocarburo hasta 2030 basándose en la producción histórica de los últimos diez años; (ii) la tasa de regalías efectivas promedio; y (iii) la canasta de precios estimada. Se proponen las siguientes trayectorias de reducción de producción hasta 2030 para cada hidrocarburo, como se observa en el Gráfico N° 18, el Gráfico N° 19 y el Gráfico N° 20.

Si se mantiene la tendencia histórica, se espera que la producción de petróleo se reduzca a poco más de 25,000 BPD en 2030. Los pronósticos de Perupetro (2024) son un poco más optimistas y esperan un nivel de más de 60,000 BPD en 2028, que sería el máximo año de sus proyecciones. Sin embargo, este panorama podría verse afectado por un posible freno en la producción de petróleo, lo que reduciría la cifra a cero en 2030, como se observa en el Gráfico N° 18.



**Gráfico N° 18: Pronóstico de producción de petróleo al 2030**

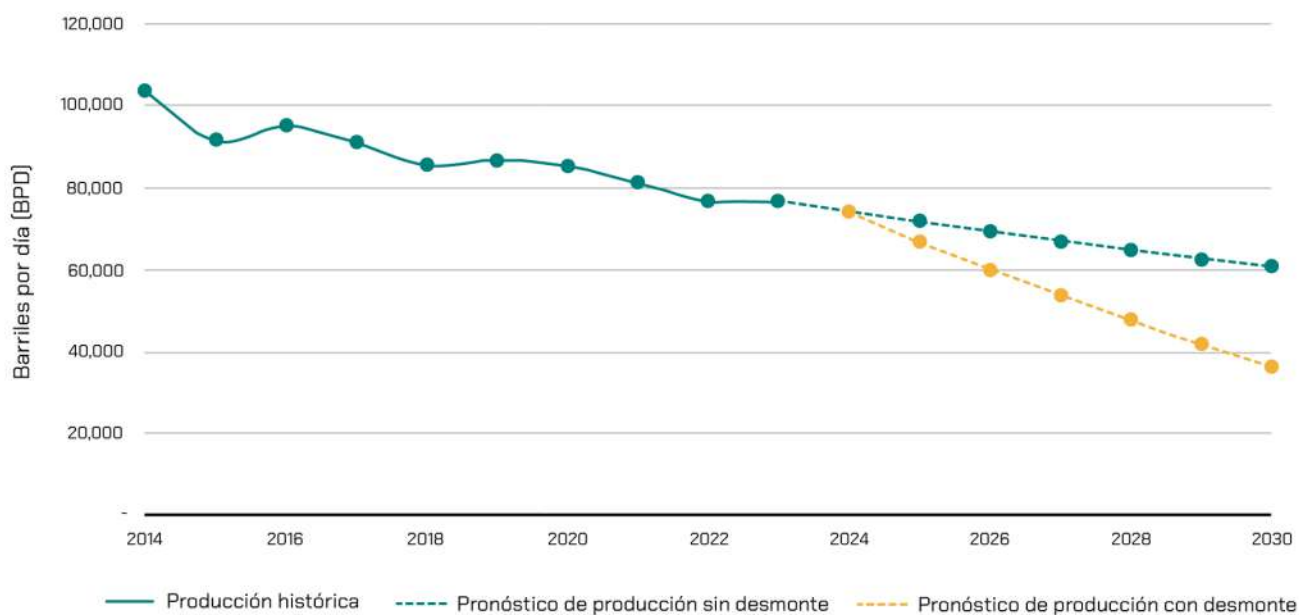


Fuente: Cálculos propios y Perupetro (2024).

Al igual que la producción de petróleo peruano, al mantener la tendencia histórica se espera que la producción de LGN decline hasta llegar a un nivel cercano a 60,000 BPD en 2030. Para este caso, Perupetro (2024) espera que se mantenga el nivel

de producción cercano a 75,000 BPD en 2028. Con un posible freno en la producción de LGN, se reduciría la producción a cero en 2030, como se observa en el Gráfico N° 19.

**Gráfico N° 19: Pronóstico de producción de líquidos de gas natural al 2030**



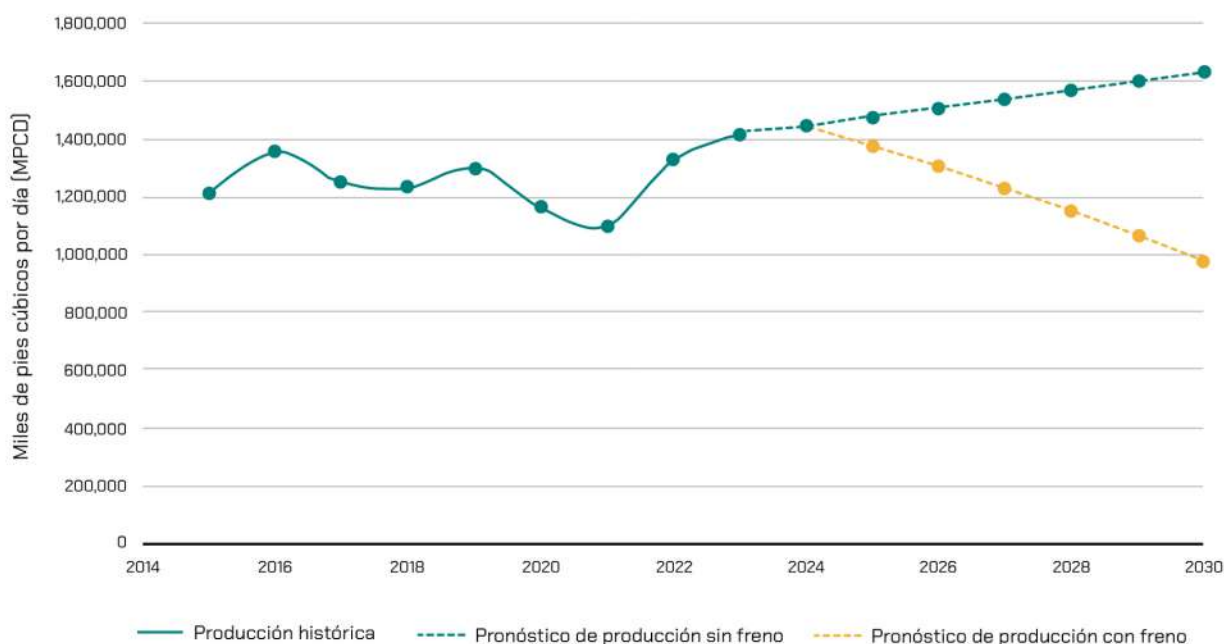
Fuente: Cálculos propios y Perupetro (2024).

Contrario a la tendencia histórica del petróleo y los LGN, se espera que la producción de gas natural repunte a niveles de 1,600,000 MPCD en 2030. Por su parte, Perupetro (2024) espera que se mantenga el nivel de producción cercano a

1,400,000 MPCD en 2028. Si se frena la producción de gas natural en 2030, como se muestra en el Gráfico N° 20, no habrá producción para dicho año.



**Gráfico N° 20: Pronóstico de producción de gas natural al 2030**



Fuente: Cálculos propios y Perupetro (2024).

Por tanto, para el cálculo de frenar la producción de hidrocarburos se pueden utilizar los siguientes parámetros:

- Se considera un horizonte de frenar la producción de hidrocarburos al año 2030 y una tasa social de descuento ( $r_{WACC}$ ) del 12%.

- Tasa de cambio dólar (SOL/USD): 3.69 soles.

- La canasta de precios de los hidrocarburos para la liquidación no depende de una sola referencia internacional y suele ser una combinación de varias referencias, como es el caso de Ice Brent, WTI, Suez Blend, Oman Blend, Forties, butano, propano, gasolina natural, ULSD USGC Pipeline, Saharan Blend, R6 - 1% CG, entre otros. Nuestra aproximación es utilizar un factor de ajuste de una referencia a nivel internacional para cada uno de los hidrocarburos producidos:

- El precio de la canasta de petróleo, en dólares por barril, es 0.89 del valor de la referencia Ice Brent (Perupetro, 2024).

- El precio de la canasta de líquidos de gas natural (LGN), en dólares por barril, es 1.20 del valor de la referencia Mont Belvieu del propano (Perupetro, 2024).

- El precio de la canasta de gas natural, en dólares por millón de BTU (MBTU), es 1.60 del valor de la referencia Henry Hub (Perupetro, 2024).

- Las proyecciones del precio internacional de los hidrocarburos son realizadas por la Energy Information Administration - EIA (2024).

- La tasa de regalías depende del tipo de contrato e hidrocarburo, y puede ser un porcentaje del valor producido o del costo de producción, según lo establecido en el contrato.

Nuestra aproximación es utilizar una tasa de regalías promedio de cada hidrocarburo, calculada como la razón entre las regalías y el valor de la producción, ambos en dólares:

- La tasa de regalías promedio para el petróleo es 21.5% (Perupetro, 2024).

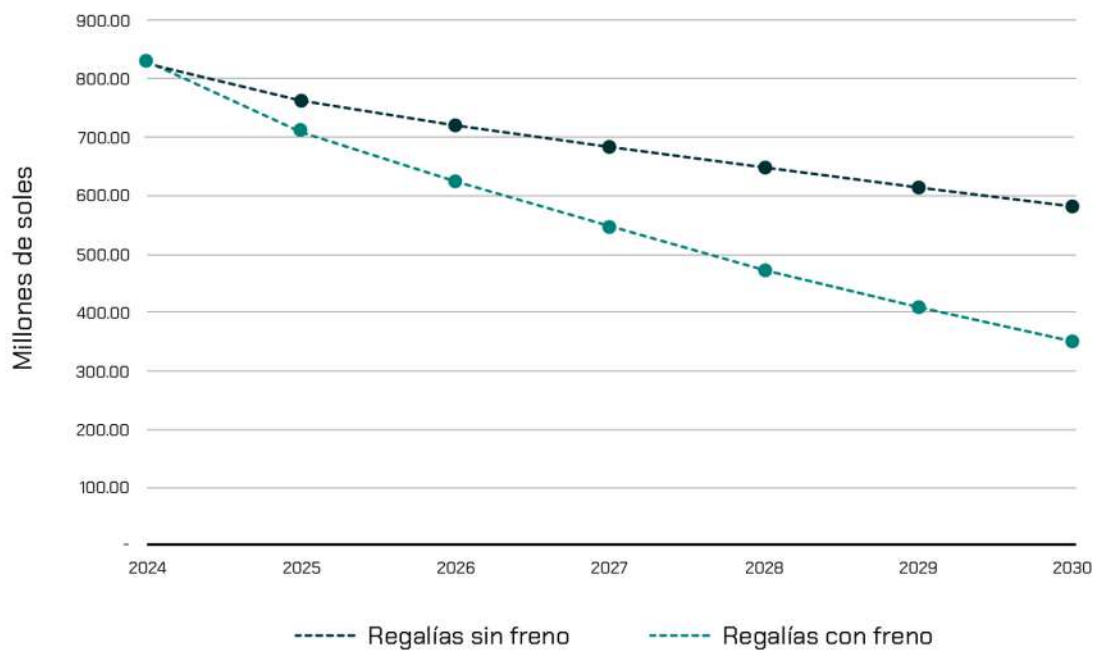
- La tasa de regalías promedio para los LGN es 31.8% (Perupetro, 2024).

- La tasa de regalías promedio para el gas natural es 31.9% (Perupetro, 2024).

### 5.3. Resultados

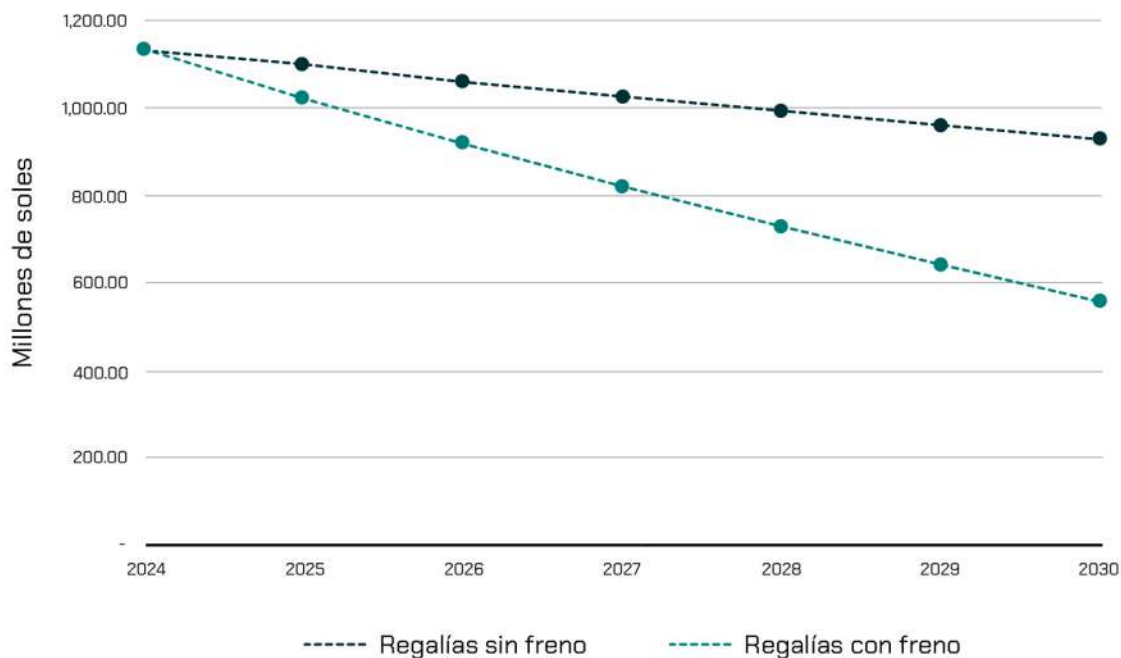
El costo de frenar el 40% de la producción de hidrocarburos para Perú es igual a la diferencia ente el valor presente (VP) de los flujos de regalías proyectado en un escenario sin freno y el VP de los flujos de regalías con freno del 40% de la producción al año 2030, como se muestra en el Gráfico N° 21, el Gráfico N° 22 y el Gráfico N° 23. La diferencia entre estos dos valores presentes asciende a 561 millones de soles para petróleo, 862 millones de soles para LGN y 2,882 millones de soles para gas natural. Por tanto, el costo total de frenar la producción de hidrocarburos como lo que podría dejar de recibir en regalías asciende a 4,305 millones de soles (1.2 billones de dólares).

**Gráfico N° 21: Flujos estimados de regalías – Petróleo, 2024 – 2030**



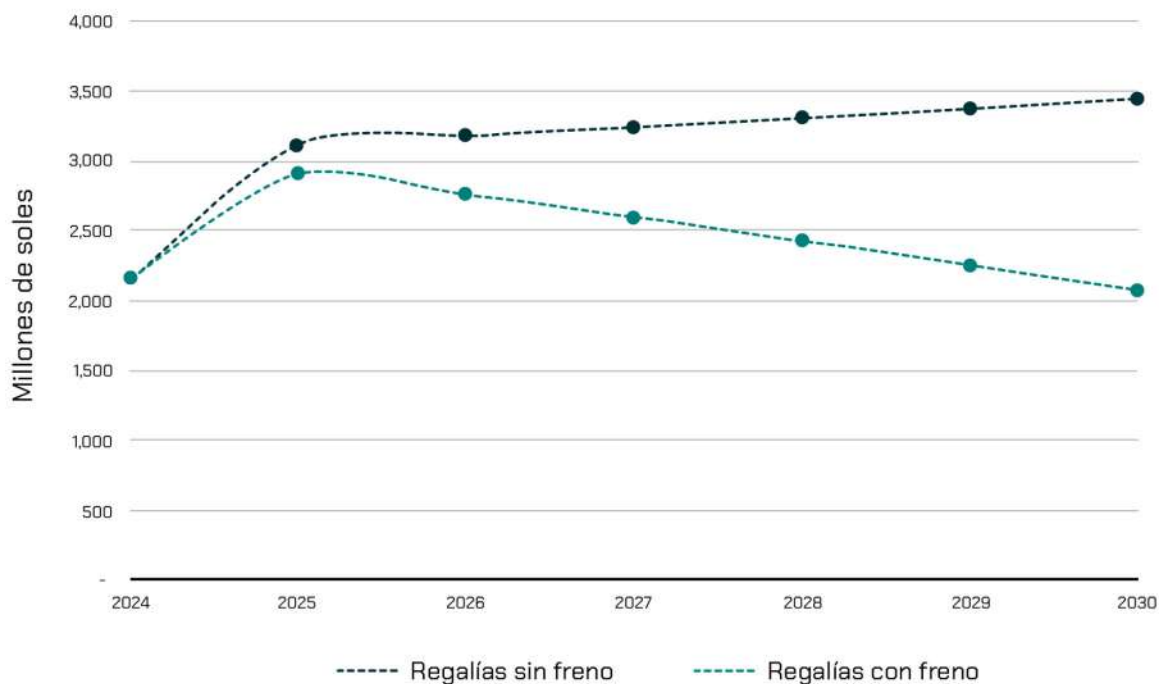
Fuente: Cálculos propios.

**Gráfico N° 22: Flujos estimados de regalías – LGN, 2024 – 2030**



Fuente: Cálculos propios.

Gráfico N° 23: Flujos estimados de regalías – gas natural, 2024 – 2030



Fuente: Cálculos propios.

En resumen, el costo fiscal esperado de frenar el 40% de la producción de hidrocarburos a 2030, en términos de las regalías dejadas de percibir por el Estado peruano, es de 4,305 millones de soles. Este monto no contempla los impuestos sobre la renta u otros impuestos a nivel nacional o municipal, ni el aumento del precio de los hidrocarburos al ser

importados. Después de frenar la producción de hidrocarburos se produciría una reducción anual de 4 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>eq, según el Inventario nacional de gases de efecto invernadero (INGEI) de 2019. En 2022 esto equivalía al 1.9% del total nacional de emisiones de GEI (MINAM, 2023).





***Seis propuestas de  
política energética  
para el debate público***

## 06. Seis propuestas de política energética para el debate público

El análisis realizado sugiere seguir los principios básicos de la economía: impulsar las medidas que añaden valor, desistir de actividades con costo social negativo y que, además, son de escasa eficacia para cumplir los compromisos de descarbonización. A estas consideraciones básicas se deben añadir propuestas más amplias sobre el papel de la I+D+i, la creación de una industria propia de tecnología avanzada para la transición, la dinamización de negocios por el lado de la demanda y el aprovechamiento de los recursos naturales no renovables.

En línea con lo anterior, se plantean seis propuestas para debate por parte de la sociedad peruana:

**1. El objetivo principal de la política energética es promover el crecimiento y el bienestar.** Hay que aumentar el consumo de energía per cápita para pasar de menos de 40 a 100 GJ/hab-año en diez años, llegar a un IDH superior a 0.8 y duplicar el PIB per cápita.

**2. En el lado de la demanda hay que priorizar inversiones con cobeneficios.** La eficiencia energética tiene la ventaja de reducir emisiones de GEI y aumentar la competitividad de las MIPYMES. La electrificación del transporte masivo urbano reduce con menor intensidad las emisiones de GEI que la eficiencia energética, pero puede disminuir las emisiones de material particulado que causan mortalidad y morbilidad por enfermedades respiratorias.

**3. En el lado de la oferta se debe impulsar una oferta balanceada.** El método de planeación integrada de recursos (IRP, por sus siglas en inglés) permite construir un portafolio que armonice costos, emisiones y seguridad del suministro.

**4. Hay que invertir únicamente en intervenciones energéticas con rentabilidad social y privada positiva.** Perú no dispone de recursos fiscales ni privados para descarbonizar su economía a pérdida, y la mayoría de las emisiones de GEI de Perú no provienen de la producción y el uso de la energía, sino de la agricultura, el sector forestal y el cambio de uso del suelo (AFOLU, por sus siglas en inglés), sectores sobre los que debe recaer la mayoría del esfuerzo de descarbonización.

**5. Hay que apoyar la producción doméstica de petróleo y gas natural.** El government take de los hidrocarburos y los encadenamientos industriales que se generan en su extracción y procesamiento son indispensables para ayudar a financiar la formación y preservación de capital humano, transformar las regiones productoras y aumentar el PIB.

**6. La conformación de un centro de I+D+i en energía puede apoyar la diversificación productiva.** Las universidades, centros de pensamiento de Perú y el ecosistema de innovación pueden conformar una alianza para acercar tecnologías a su frontera comercial y apoyar nuevos modelos de negocio intensivos en tecnología y uso de la inteligencia artificial (por ejemplo: plantas virtuales de potencia).





# ***Referencias***

## 07. Referencias

- Banco Mundial. (2024). Perú: Panorama general. Disponible en: <https://www.bancomundial.org/es/country/peru/overview>
- Benavides, J., S. Cabrales y M. E. Delgado. (2022). Transición energética en Colombia: política, costo de la carbono – neutralidad acelerada y papel del gas natural. Fedesarrollo. Disponible en: <https://www.repository.fedesarrollo.org.co/handle/11445/4318>
- BNAmericas. (2024). Planifican estudios para proyecto de gas de US\$4.500mn en zona sur de Perú. Disponible en: <https://www.bnamericas.com/es/noticias/planifican-nuevos-estudios-para-proyecto-de-gas-de-us4500mn-en-zona-sur-de-peru>
- Cabrales, S. y J. Benavides. (2023). Costos de frenar la exploración de gas natural en dos escenarios de transición energética en Colombia. Fedesarrollo. Disponible en: [https://www.repository.fedesarrollo.org.co/bitstream/handle/11445/4465/Report\\_Septiembre\\_2023\\_Cabrales\\_y\\_Benavides.pdf?sequence=4&isAllowed=y](https://www.repository.fedesarrollo.org.co/bitstream/handle/11445/4465/Report_Septiembre_2023_Cabrales_y_Benavides.pdf?sequence=4&isAllowed=y)
- GECF. (2024). Global Gas Outlook 2050. GECF Technical and Economic Council. Disponible en: [https://www.gecf.org/\\_resources/files/pages/global-gas-outlook-2050/gecf-global-gas-outlook-20231.pdf](https://www.gecf.org/_resources/files/pages/global-gas-outlook-2050/gecf-global-gas-outlook-20231.pdf)
- Rumbo Minero Internacional. (2024). Proyectos de masificación de gas natural están pronto a licitarse en Ucayali, Cusco, Apurímac y Huancavelica. <https://www.rumbominero.com/peru/proyectos-de-masificacion-de-gas-natural/>
- BP. (2023). Statistical Review of World Energy 2023. Disponible en: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-worldenergy.html>
- Chao, H. P., S. Oren y R. Wilson. (2006). Alternative Pathway to Electricity Market Reform: A Risk-Management Approach. Proceedings of the 39th Hawaii International Conference on System Sciences. Disponible en: [https://www.researchgate.net/publication/4216480\\_Alternative\\_Pathway\\_to\\_Electricity\\_Market\\_Reform\\_A\\_Risk-Management\\_Approach](https://www.researchgate.net/publication/4216480_Alternative_Pathway_to_Electricity_Market_Reform_A_Risk-Management_Approach)
- Deloitte. (2023). 2023 oil and gas industry outlook. Disponible en: <https://www2.deloitte.com/us/en/pages/energy-and-resources/articles/oil-and-gas-industry-outlook.html>
- DOE. (2008). U.S. Department of Energy: Office of Energy Efficiency and Renewable Energy. Technical Support Document: Energy Efficiency Program for Consumer Products and Commercial and Industrial Equipment: Residential Dishwashers. Disponible en: <https://downloads.regulations.gov/EEERE-2014-BT-STD-0021-0005/content.pdf>
- EIA. (2023). Annual Energy Outlook 2023. Disponible en: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/>
- Energy Institute (EI). (2024). Statistical Review of World Energy 2023. Disponible en: <https://www.energyinst.org/statistical-review>
- Hensher, D. A., Wei, E., & Balbontin, C. (2021). Comparative Assessment of Zero Emission Electric and Hydrogen Buses in Australia. Institute of Transport and Logistics Studies (ITLS). Sydney: The University of Sydney Business School. Disponible en: <https://www.sydney.edu.au/content/dam/corporate/documents/business-school/research/itls/zero-emission-electric-and-hydrogen-buses.pdf>
- IMF. (2020). Sectoral Policies for Climate Change Mitigation in the EU. Disponible en: <https://www.elibrary.imf.org/view/journals/087/2020/014/article-A001-en.xml>
- IRENA. (2023). Low-cost finance for the energy transition. Disponible en: <https://www.irena.org/Publications/2023/May/Low-cost-finance-for-the-energy-transition>
- GIZ. (2020). Evaluación económico-financiera de buses eléctricos en Colombia. Changing Transport. Disponible en: [https://changing-transport.org/wp-content/uploads/202007\\_Economic-and-financial-report\\_ExtractESP.pdf](https://changing-transport.org/wp-content/uploads/202007_Economic-and-financial-report_ExtractESP.pdf)
- Global Petrol Prices. (2024). Precios del diésel en Lima, Perú. Disponible en: [https://es.globalpetrolprices.com/Peru/Lima/diesel\\_prices/](https://es.globalpetrolprices.com/Peru/Lima/diesel_prices/)
- FRED. (2023). Federal Reserve Economic Data. Disponible en: <https://fred.stlouisfed.org/>

Schoeneberger, C., Zhang, J., McMillan, C., Dunn, J. B., & Masanet, E. (2022). Electrification potential of US industrial boilers and assessment of the GHG emissions impact. *Advances in Applied Energy*, 5, 100089. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2666792422000075>

MINEM. (2015). Informe de resultados: Encuesta residencial de uso y consumo de energía ERCUE 2014-2015. Disponible de <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/1414992/ERCUE%202014%20-%202014.pdf>

NREL. (2017). Renewable Energy Technology Characterizations. Disponible en: <https://www.nrel.gov/docs/gen/fy98/24496.pdf>

NOOA (2023). Cold & Warm Episodes by Season. Disponible en: [https://origin.cpc.ncep.noaa.gov/products/analysis\\_monitoring/ensostuff/ONI\\_v5.php](https://origin.cpc.ncep.noaa.gov/products/analysis_monitoring/ensostuff/ONI_v5.php)

OSINERGMIN. (2024). Precios. En Facilito. Disponible en: <https://www.facilito.gob.pe/facilito/pages/facilito/menuPrecios.jsp>

OSINERGMIN. (s.f.). Supervisión de contratos de proyectos de generación y transmisión de energía eléctrica en operación. Disponible en: [https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/electricidad/Documentos/Publicaciones/Compendio-Proyectos-GTE-Operacion.pdf](https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/electricidad/Documentos/Publicaciones/Compendio-Proyectos-GTE-Operacion.pdf)

Pagliaro, M., Konstandopoulos, A. G., Ciriminna, R., & Palmisano, G. (2010). Solar hydrogen: fuel of the near future. *Energy & Environmental Science*, 3(3), 279-287. Disponible en: [https://www.researchgate.net/publication/233903232\\_Solar\\_Hydrogen\\_Fuel\\_of\\_the\\_Near\\_Future](https://www.researchgate.net/publication/233903232_Solar_Hydrogen_Fuel_of_the_Near_Future)

Promigas. (2022). Informe del sector de gas natural en Perú 2022. Disponible en: [https://www.promigas.com/Paginas/Nuestra\\_Empresa/ESP/Informes-del-Sector-Gas-Natural-Peru.aspx](https://www.promigas.com/Paginas/Nuestra_Empresa/ESP/Informes-del-Sector-Gas-Natural-Peru.aspx)

Ruiz, M. (2023). Las tarifas eléctricas residenciales en las regiones del Perú. *Revista Moneda*, (196), 82-86.

Sadhu, P. K., Pal, N., Bandyopadhyay, A., & Sinha, D. (2010, February). Review of induction cooking, a health hazards free tool to improve energy efficiency as compared to microwave oven. In 2010 The 2nd International Conference on Computer and Automation Engineering (ICCAE) (Vol. 5, pp. 650-654). IEEE. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/5451317>

Smil, V. (2015). *Power density: a key to understanding energy sources and uses*. MIT press. Disponible en: [https://books.google.com.co/books?hl=en&lr=&id=ZSg6CQAAQBAJ&oi=fnd&pg=PR5&ots=9IbPpL\\_Ws8&sig=0QRwlw8aBLPoWhKv-my09s\\_k3IM&redir\\_esc=y#v=onepage&q&f=false](https://books.google.com.co/books?hl=en&lr=&id=ZSg6CQAAQBAJ&oi=fnd&pg=PR5&ots=9IbPpL_Ws8&sig=0QRwlw8aBLPoWhKv-my09s_k3IM&redir_esc=y#v=onepage&q&f=false)

Smil, V. (2019). *Energy in World History*. Routledge. Disponible en: [https://books.google.com.co/books?hl=en&lr=&id=0AScDwAAQBAJ&oi=fnd&pg=PT12&ots=BM0mww05EP&sig=tCRL-6uf\\_vmiskullzTNDJFLF9s&redir\\_esc=y#v=onepage&q&f=false](https://books.google.com.co/books?hl=en&lr=&id=0AScDwAAQBAJ&oi=fnd&pg=PT12&ots=BM0mww05EP&sig=tCRL-6uf_vmiskullzTNDJFLF9s&redir_esc=y#v=onepage&q&f=false)

Smil, V. (2020). Energy transitions: Fundamentals in six points. *Papeles de Energía*, 8, 11-20. Disponible en: <https://www.funcas.es/articulos/energy-transitions-fundamentals-in-six-points-papeles-deenergia-n-8/>

Schoeneberger, C., Zhang, J., McMillan, C., Dunn, J. B., & Masanet, E. (2022). Electrification potential of US industrial boilers and assessment of the GHG emissions impact. *Advances in Applied Energy*, 5, 100089. Disponible en: <https://www.nrel.gov/docs/fy22osti/81721.pdf>

WRI India Ross Center. (n.d.). Helping cities make big ideas happen. WRI India Ross Center. Disponible en: <https://www.wricitiesindia.org/>





**Anexos**

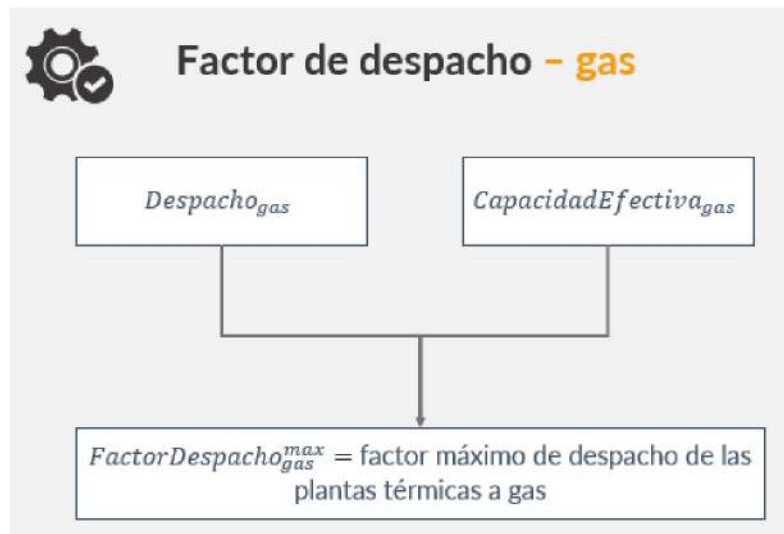
# Anexos

## Anexo 1: Metodología para estimar el costo de la remoción parcial de gas natural de la generación eléctrica

Los pasos para estimar los costos de la remoción de la generación térmica a gas natural son:

### i) Factor máximo de despacho de las plantas térmicas a gas natural:

Ilustración A1.1: Factor máximo de despacho de las plantas térmicas a gas natural



Fuente: elaboración propia

Se estima el factor máximo de despacho ( $FactorDespacho_{gas}^{max}$ ) de las plantas térmicas a gas natural para poder calcular la capacidad efectiva que se requiere con generación eólica:

$$FactorDespacho_{gas}^{max} = \max \left\{ \frac{Despacho_{gas}}{CapacidadEfectiva_{gas}} \right\}$$

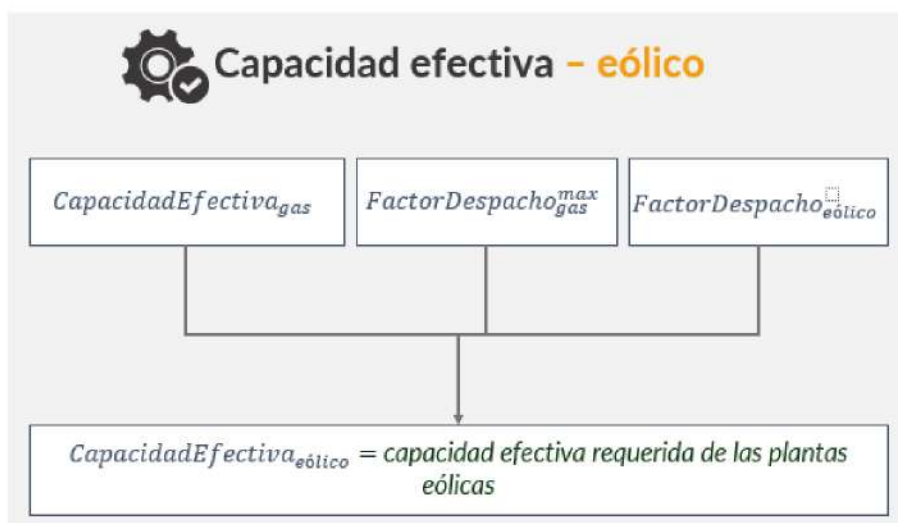
Donde:

$Despacho_{gas}$  es el despacho de la agregación de todas las plantas térmicas a gas natural.

$CapacidadEfectiva_{gas}$  es la sumatoria de las capacidades efectivas de las plantas a gas natural.

## ii) Capacidad efectiva requerida de las plantas eólicas:

Ilustración A1.2: Capacidad requerida de las plantas eólicas



Fuente: elaboración propia

Se calcula la capacidad efectiva eólica requerida para reemplazar la capacidad efectiva instalada de plantas térmicas a gas natural:

$$CapacidadEfectiva_{eólico} = \frac{CapacidadEfectiva_{gas} * FactorDespacho_{gas}^{max}}{FactorDespacho_{eólico}}$$

Donde:

$FactorDespacho_{eólico}$  es el factor promedio de las plantas eólicas, y

$CapacidadEfectiva_{eólico}$  es la capacidad efectiva requerida de las plantas eólicas.


- (i) Se estima el costo de instalación ( $CAPEX_{eólico}$ ) requerido para reemplazar la generación a gas con ayuda de la capacidad efectiva eólica requerida:

$$CAPEX_{eólico} = CostoInstalación_{eólico} * CapacidadEfectiva_{eólico}$$

Donde:

$CostoInstalación_{eólico}$  es el costo total de instalación por kW.

- (ii) Se calcula el costo de reemplazar la capacidad de generación eléctrica a gas natural con la senda de desmantelamiento, como se muestra en el Gráfico N° 9, utilizando la capacidad efectiva de las plantas eólicas y el costo de instalación.

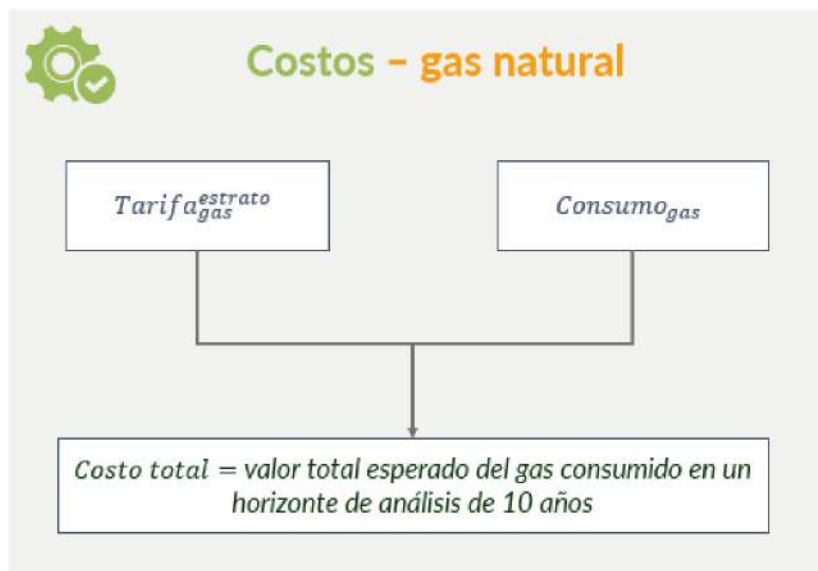
- 
- (iii) Se estima la compensación actuarialmente justa para los inversionistas de las plantas térmicas a gas natural debido a la implementación de una política que cambia las reglas del juego en términos de ingresos y costos en sectores regulados y convierte sus inversiones existentes en algunos activos encallados (*stranded assets*) al año 2030. El cálculo del valor de los activos encallados se basa en el VPN de los flujos de caja libre (FCF) esperados de las capacidades térmicas a gas natural que serían retiradas del sistema.
  
  - (iv) El costo de reemplazar la generación a gas natural existente con generación eólica al año 2030 es igual al costo de reemplazar la generación a gas natural existente con generación eólica más el costo de los activos encallados.

Adicionalmente, se calcula la reducción de las emisiones de GEI que genera dismantelar las plantas térmicas a gas natural.

## Anexo 2: Metodología para estimar los costos incrementales para los consumidores residenciales

Los pasos para calcular la diferencia de costos en generación son:

### Ilustración A2.1: Costo esperado del gas natural - estufa



Fuente: elaboración propia

- (i) Se estima el valor presente del costo del servicio de gas natural para la cocción de alimentos en un horizonte de  $T$  años:

$$Costo_{gas}^{energia} = \sum_{i=1}^T \frac{12 * Tarifa_{gas}^{estrato} * Consumo_{gas}^{estufa}}{(1 + r_{WACC})^i}$$

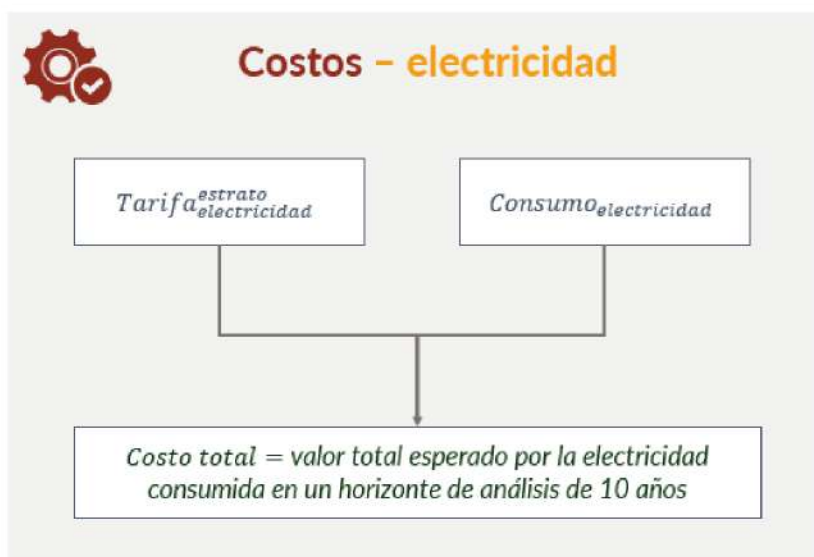
Donde:

$Costo_{gas}^{energia}$  es el costo del gas consumido en estufas en un horizonte de análisis de  $T$  años.

$Tarifa_{gas}^{estrato}$  es el costo unitario (CU) por metro cúbico de gas para usuarios residenciales, que incluye los componentes de suministros, transporte y distribución.

$Consumo_{gas}^{estufa}$  es el consumo mensual de una estufa a gas natural en metros cúbicos por hogar.

## Ilustración A2.2. Costo esperado de electricidad - estufa



Fuente: elaboración propia

- (ii) Se estima el valor presente del costo de servicio de electricidad para la cocción de alimentos mediante estufas de inducción para un horizonte de  $T$  años:

$$Costo_{electricidad}^{energia} = \sum_{i=1}^T \frac{12 * Tarifa_{electricidad}^{estrato} * Consumo_{electricidad}^{estufa}}{(1 + r_{WACC})^i}$$

Donde:

$Costo_{electricidad}^{energia}$  es el valor total esperado por la electricidad consumida en un horizonte de análisis de  $T$  años.

$Tarifa_{electricidad}^{estrato}$  es el costo unitario por kWh para usuarios residenciales conformado por la agregación de seis componentes: generación, transmisión, comercialización, distribución, pérdidas y restricciones.

$Consumo_{electricidad}^{estufa}$  es el consumo mensual de electricidad de una estufa de inducción eléctrica por hogar. Se calcula como el consumo de gas para la cocción de alimentos ( $Consumo_{gas}^{estufa}$ ) multiplicado por el factor de eficiencia energético de una estufa a gas ( $Eficiencia_{gas}^{estufa}$ ) y dividido por el factor energético de una estufa a inducción:

$$Consumo_{electricidad}^{estufa} = Consumo_{gas}^{estufa} * \frac{Eficiencia_{gas}^{estufa}}{Eficiencia_{inducción}^{estufa}}$$

- (iii) Se determina el costo de una nueva estufa de inducción eléctrica ( $Costo_{inducción}^{estufa}$ ).

- (iv) Se calcula la diferencia ( $\Delta$ ) entre los valores presentes de los costos del servicio de gas y electricidad, y el costo de una estufa de inducción. Esto representa el valor presente del costo para un hogar de reemplazar la estufa de gas por una estufa de inducción que proporciona el mismo nivel de servicio para la cocción de alimentos. En Perú, esta diferencia depende de los subsidios, lo cual afecta las tarifas de gas y energía.

$$\Delta = \text{Costo}_{\text{gas}}^{\text{energía}} - \text{Costo}_{\text{electricidad}}^{\text{energía}} - \text{Costo}_{\text{inducción}}^{\text{estufa}}$$

Adicionalmente, se cuantifica la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero ( $\Delta GEI$ ) debido al cambio de estufa, de la siguiente manera:

$$\Delta GEI = \text{Factor}_{\text{gas}}^{GEI} * \text{Consumo}_{\text{gas}}^{\text{estufa}} - \text{Factor}_{\text{electricidad}}^{GEI} * \text{Consumo}_{\text{electricidad}}^{\text{estufa}}$$

Donde:

$\text{Factor}_{\text{gas}}^{GEI}$  es el factor de emisiones de CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> y N<sub>2</sub>O en kilogramos de CO<sub>2</sub> equivalentes por metro cúbico de gas natural genérico, y

$\text{Factor}_{\text{electricidad}}^{GEI}$  es el factor de emisiones de CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> y N<sub>2</sub>O en kilogramos de CO<sub>2</sub> equivalentes por un kWh.



PROPUESTAS DEL  
BICEN | ENARIO



RUMBO,  
ENERGÉTICO