

Costos económicos de la transición energética en la Argentina

Centro de Tecnologías Ambientales y Energía
Facultad de Ingeniería
UNICEN

NOVIEMBRE 2024

Costos económicos de la transición energética en la Argentina

AUTORES:

Daniela Keesler

Gabriel Blanco

COLABORADORES:

Leonardo Ferreira da Silva

Karen Godoy

Nicolás Pereyra

Las opiniones expresadas en este informe son de exclusiva responsabilidad de quienes escriben y no necesariamente coinciden con las de FARN.

FARN adopta la perspectiva de género en todos los aspectos de su trabajo. En ese sentido, en todas sus publicaciones se respetan la utilización del lenguaje inclusivo y las diversas formas de expresión que cada persona ha elegido para su colaboración.

Publicado en noviembre de 2024, Fundación Ambiente y Recursos Naturales (FARN).

Para citar este trabajo: Centro de Tecnologías Ambientales y Energía de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional del Centro de la Provincia de Buenos Aires (2024). Costos económicos de la transición energética en la Argentina. Buenos Aires, Fundación Ambiente y Recursos Naturales.

Contenido

| | |
|----|--|
| 5 | Introducción |
| 9 | Objetivo del trabajo |
| 9 | Escenarios energéticos elaborados |
| 15 | Costos económicos del sistema energético |
| 15 | Costos totales del sistema energético |
| 21 | Activos varados |
| 23 | Costos de inversión |
| 26 | Balanza comercial energética |
| 34 | Financiamiento de la transición energética |
| 37 | Comentarios finales |
| 39 | Referencias |
| 41 | Anexo I. Determinación de costos |
| 47 | Anexo II. Estimación de activos varados |

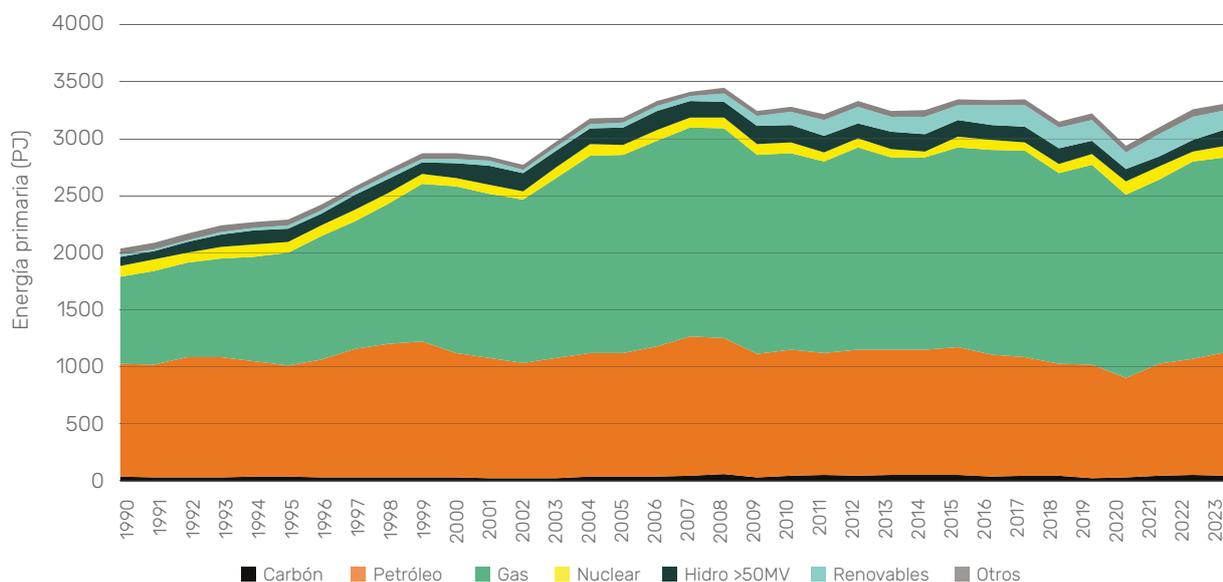
Índice de figuras y tablas

| | |
|----|---|
| 5 | Figura 1. Evolución de la oferta interna de energía primaria en la Argentina |
| 6 | Figura 2. Consumos de energía por sector en 2023, desagregados por consumo de energía eléctrica y consumo de combustibles para uso final |
| 7 | Figura 3. Evolución de la intensidad energética de la Argentina (oferta interna total/PBI) |
| 11 | Tabla 1. Tipo de energía predominante en cada sector de la demanda en 2050 para cada escenario alternativo |
| 12 | Figura 4. Proyección de la producción de combustibles para consumo final |
| 13 | Figura 5. Proyección de la generación de energía eléctrica |
| 16 | Figura 6. Rubros considerados para la evaluación económica de los escenarios elaborados |
| 17 | Figura 7. Costos económicos totales promedio anuales para los cuatro escenarios elaborados |
| 19 | Figura 8. Proyección de los costos totales del sistema energético para los cuatro escenarios elaborados |
| 22 | Figura 9. Promedio anual de los potenciales activos varados para las diferentes instalaciones existentes en los escenarios alternativos |
| 24 | Figura 10. Costos de inversión anuales por rubro para los escenarios elaborados |
| 27 | Figura 11. Balanza comercial energética de la Argentina |
| 28 | Figura 12. Disminución prevista de las importaciones de gas natural en el Escenario Tendencial y sustitución de gas natural en los tres escenarios alternativos |
| 29 | Figura 13. Disminución prevista de las importaciones de gasoil en el Escenario Tendencial y sustitución de gasoil en los tres escenarios alternativos |
| 30 | Figura 14. Proyecciones de producción de gas natural (panel superior) y de petróleo (panel inferior) convencional y no convencional de Vaca Muerta |
| 31 | Figura 15. Proyecciones de producción, consumo interno y exportaciones de gas natural (panel superior) y de petróleo (panel inferior) convencional y no convencional de Vaca Muerta |
| 32 | Figura 16. Proyecciones de exportaciones e importaciones de combustibles y energía eléctrica para los cuatro escenarios energéticos elaborados |
| 33 | Figura 17. Costos asociados a la exportación de petróleo y gas natural en el Escenario Tendencial |
| 35 | Figura 18. Préstamos por los bancos multilaterales de desarrollo para atender el cambio climático en ALC en los últimos años |
| 37 | Figura 19. Evolución de los subsidios a la energía en la Argentina |

Introducción

El sistema energético argentino está dominado desde hace décadas por la explotación y uso de petróleo y gas natural, recursos que hoy dan cuenta del 86% del total de la energía primaria producida en la Argentina. El resto de la oferta energética se completa con energía nuclear e hidroeléctrica y, más recientemente, con distintas energías renovables, como la eólica, la solar y algunas formas de bioenergía basadas en distintas materias primas de origen orgánico, como la soja, el maíz y diversos residuos de la producción agropecuaria y de la forestal. La Figura 1 muestra la evolución de la oferta interna de recursos energéticos primarios desde 1990.

FIGURA 1. EVOLUCIÓN DE LA OFERTA INTERNA DE ENERGÍA PRIMARIA EN LA ARGENTINA

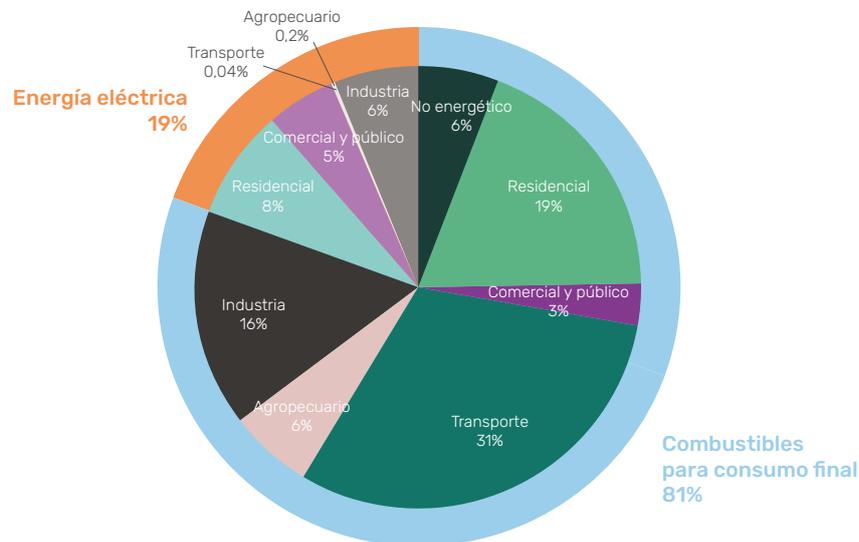


Fuente: Elaboración propia a partir del Balance Energético Nacional – Serie 1990–2023, Secretaría de Energía.

Por el lado de la demanda energética, el transporte es el sector que más energía consume en el país, considerando todas las modalidades tanto para el transporte de pasajeros como de cargas. Le siguen en magnitud el consumo de energía en los sectores residencial (para calefacción, agua caliente y cocción de alimentos), industrial (tanto en forma de energía eléctrica como de combustibles), comercial y público, agrícola ganadero y, finalmente, la producción de plásticos y agroquímicos, para la cual también se utiliza gas y petróleo como materia prima.

La Figura 2 da cuenta de los consumos de energía por sector en 2023, último año informado en el Balance Energético Nacional de la Secretaría de Energía de la Nación.

FIGURA 2. CONSUMOS DE ENERGÍA POR SECTOR EN 2023, DESAGREGADOS POR CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y CONSUMO DE COMBUSTIBLES PARA USO FINAL

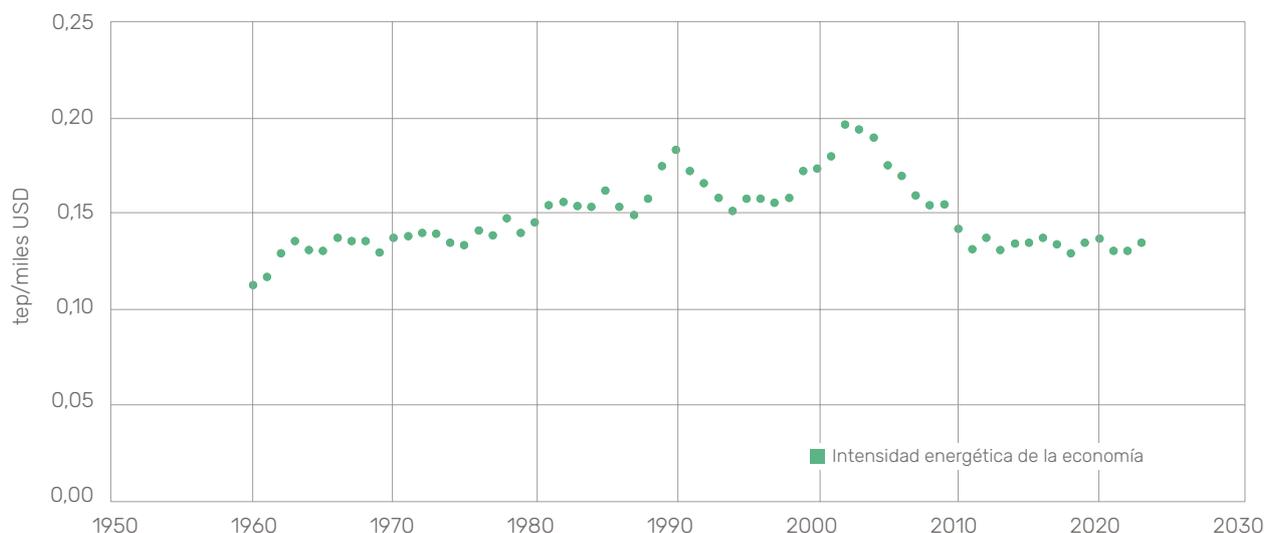


Fuente: Elaboración propia a partir del Balance Energético Nacional 2023, Secretaría de Energía.

En la Figura 2 se observa que los combustibles de uso final, como los derivados del petróleo y el gas natural de red, representan cerca del 81% del total de la energía consumida, mientras que la energía eléctrica representa el 19% restante. Este patrón, que se repite a nivel global, resulta ser una barrera clave a la hora de transformar la base de recursos naturales que sostienen el sistema energético.

En cuanto a la eficiencia del sistema, en la Figura 3 se aprecia la evolución de la intensidad energética, esto es la relación entre el consumo total de energía de un país y su producto bruto interno (PBI). Mientras que a nivel global este indicador se redujo en casi un 50% en el último medio siglo (IPCCb, 2022), en la Argentina no ha mejorado en ese mismo período. Esto muestra serias deficiencias en materia tecnológica en la producción y consumo de energía, y de bienes y servicios en general. Pero esta falta de eficiencia también tiene su origen en el uso poco racional de la energía que se observa en varios sectores, como son los casos del sistema de transporte de cargas dominado por el transporte carretero a través de camiones, de la movilidad urbana dominada por vehículos particulares, y del diseño y materiales utilizados en la construcción de viviendas, que resultan en altos consumos de energía para calefacción en invierno y refrigeración en verano.

FIGURA 3. EVOLUCIÓN DE LA INTENSIDAD ENERGÉTICA DE LA ARGENTINA (OFERTA INTERNA TOTAL/PBI)



Fuente: Elaboración propia en base a Secretaría de Energía (s/f), INDEC y Banco Mundial.

Además de la alta dependencia del petróleo y el gas natural, este sistema energético presenta una cantidad de aspectos que amenazan su sostenibilidad en el mediano e, incluso, en el corto plazo.

En primer lugar, la explotación de petróleo y gas natural requiere de capitales y de tecnologías para su extracción de las que solo disponen grandes empresas multinacionales del sector u otros Estados con los cuales el país tiene que negociar y acordar condiciones para su participación en la explotación. A esta situación se debe agregar el hecho de que los combustibles fósiles son *commodities* cuyos precios de comercialización internacional se definen a través de mecanismos de decisión en los cuales la Argentina no participa, pero que sí impactan en los precios locales de la energía y en el resto de los bienes y servicios. La alta dependencia del petróleo y el gas y la alta concentración económica y tecnológica para su explotación, sumadas a la dependencia de factores externos, ponen al país en una situación de extrema vulnerabilidad y debilitan su soberanía en materia energética, a pesar de contar con estos recursos en su territorio.

En segundo lugar, el sistema energético se encuentra altamente centralizado en todas sus etapas, incluida su administración, con pocos actores que concentran la producción, el transporte y la distribución tanto de energía eléctrica como de otros combustibles para el consumo final. Esta centralización promueve la discrecionalidad en el diseño e implementación de políticas energéticas, incluidas las políticas tarifarias y de subsidios, las cuales debieran tener como objetivo reducir inequidades en el acceso a la energía y a los servicios que brinda el sistema, y no actuar en beneficio de algún actor en particular.

Finalmente, sostener una matriz energética primaria basada en combustibles fósiles, que son la principal fuente de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), no parece ser una estrategia sostenible en el mediano plazo; seguir contribuyendo a las causas del cambio climático tiene connotaciones éticas difíciles de soslayar, más allá de cuánto hagan o dejen de hacer el resto de los países para reducir sus propias emisiones, o de otros condicionamientos externos que efectivamente existen.

A las emisiones causantes del cambio climático se suman otros impactos socioambientales generados a lo largo de la cadena de producción del petróleo y el gas natural, los cuales derivan en conflictos socioambientales que deben atenderse y resolverse con la participación de las partes involucradas. Estas problemáticas se han agravado desde hace algunas décadas a medida que las reservas convencionales de estos recursos comenzaron a escasear y el país recurrió a formas de extracción cada vez más complejas, menos eficientes, de mayor costo y de alto impacto socioambiental, como la extracción de gas y petróleo de reservas no convencionales a través de la fractura hidráulica (*fracking*). Estas problemáticas podrían profundizarse bajo un modelo exportador de hidrocarburos que implicaría la ampliación del *fracking* en Vaca Muerta y otras reservas no convencionales como Palermo Aike, en Santa Cruz, y la explotación de petróleo y gas en la plataforma continental del Mar Argentino, con los riesgos ya conocidos sobre los ecosistemas marinos y costeros, y los potenciales impactos sobre la pesca y el turismo.

Solo por lo mencionado hasta aquí, la Argentina debe plantearse la transformación de su actual sistema energético a favor de otro basado en tres ejes centrales: 1) diversificado tanto en los recursos como en las tecnologías utilizadas, que asegure el acceso a la energía de calidad a toda la población, contribuyendo a la seguridad y a la soberanía energética; 2) descentralizado en su administración y en la producción, transporte y distribución tanto de energía eléctrica como de combustibles para consumo final, que contribuya a la participación múltiple y evite monopolios y oligopolios; y, por supuesto, 3) bajo en emisiones de gases de efecto invernadero y otros impactos, promoviendo la participación ciudadana para garantizar la aceptación de proyectos específicos y prevenir nuevas problemáticas socioambientales.

En este trabajo se presentan tres escenarios energéticos alternativos a 2050 que muestran, a modo de referencia, opciones para la transformación del sistema energético hacia un modelo basado en esos ejes. Los tres escenarios tienen en común el objetivo de llegar a reducir a cero las emisiones de GEI en 2050. Además, en los escenarios alternativos elaborados, la demanda de energía se ve afectada por las distintas tecnologías propuestas, pero no por un cambio de hábitos y comportamientos individuales o sociales, los cuales se analizan posteriormente.

Cada uno de estos escenarios tendrá consecuencias socioeconómicas, socioambientales y político-institucionales positivas y negativas de diferente magnitud. Estas consecuencias se pueden comparar con las de un escenario tendencial (también elaborado en este documento) que representa la continuidad de las políticas actuales en el uso de recursos energéticos y sus tecnologías asociadas. Una de estas consecuencias es el costo económico que tendría cada escenario para llevar adelante la transformación del sistema energético y, en el caso del Escenario Tendencial, para continuar con el sistema actual.

Un cuestionamiento que suele surgir cuando se presentan opciones para avanzar hacia la transformación del sistema energético es la percepción de que esta transformación implicaría altos costos para la economía del país y la sociedad en general. El presente trabajo intenta echar luz sobre este cuestionamiento a fin de mostrar, a partir de un análisis robusto, que los costos de sistemas energéticos alternativos podrían ser menores a los del sistema actual, y que en todos los casos es necesario realizar un análisis exhaustivo e integral a fin de tomar las decisiones correctas.

En este trabajo se estimaron los costos económicos totales de cada escenario alternativo y del Escenario Tendencial, desagregando los costos de inversión requeridos en cada caso, así como el costo de los potenciales activos que pudieran quedar varados como resultado de la transición. La metodología utilizada y los resultados obtenidos se presentan a continuación.

Objetivo del trabajo

El objetivo central de este trabajo es poner de manifiesto el orden de magnitud de los costos económicos involucrados en la transformación del actual sistema energético hacia otros posibles sistemas alternativos con emisiones de GEI nulas en 2050 que estén basados en recursos naturales renovables y en diversas tecnologías para la producción y el consumo de energía.

Con este fin se presenta la estimación de los costos económicos totales del sistema energético para tres escenarios energéticos alternativos y para un escenario tendencial que daría continuidad al uso de petróleo y gas natural y a las tecnologías asociadas a su explotación y consumo.

El resultado del ejercicio permite comparar los costos económicos totales del sistema energético en cada uno de los escenarios alternativos con los costos en el Escenario Tendencial, desagregando los costos de inversión necesarios y los costos de los activos varados que podrían generarse en cada caso. A modo ilustrativo, también se comparan los costos económicos totales y las inversiones necesarias para cada escenario con los subsidios a la energía otorgados en los últimos años.

En este punto resulta imprescindible señalar que el costo económico total de un sistema energético es solo uno de los múltiples aspectos a considerar cuando se evalúan y analizan sistemas energéticos y sus transformaciones bajo una mirada integral y sistémica. Las potenciales consecuencias socioeconómicas, socioambientales y político-institucionales se han analizado para escenarios similares en trabajos anteriores¹.

Escenarios energéticos elaborados

Los tres escenarios alternativos elaborados tienen en común el objetivo de reducir a cero las emisiones de GEI en 2050. Este objetivo se alcanza mediante la sustitución tanto de los recursos energéticos utilizados como de las tecnologías con las cuales se produce y consume la energía. No se han considerado en estos escenarios cambios de hábitos y comportamientos individuales y sociales que podrían afectar y/o modificar la demanda de energía. El análisis de estos cambios se realiza posteriormente.

Los escenarios energéticos alternativos y el escenario tendencial elaborados para este trabajo fueron desarrollados en base a la modelización del sistema energético argentino con un soporte de *software* específico para ese fin.

1. Blanco, G. y Keesler, D. (2023). *Transición energética: escenarios a 2050 para la Argentina. Posibles implicancias socioeconómicas y socioambientales, y primeros pasos para la transición*. Centro de Tecnologías Ambientales (CTAE) de la Facultad de Ingeniería de UNICEN. https://farn.org.ar/wp-content/uploads/2023/12/Transicion-energetica_Escenarios-a-2050-para-la-Argentina.pdf

Blanco, G. y Keesler, D. (2023). *Energías renovables para la transición energética: una mirada integral*. Centro de Tecnologías Ambientales y Energía (CTAE). UNICEN. https://farn.org.ar/wp-content/uploads/2023/07/DOC_UNICEN_links.pdf

Blanco, G. y Keesler, D. (2022). *Transición energética en la Argentina: Construyendo alternativas*. Centro de Tecnologías Ambientales y Energía (CTAE). UNICEN. https://farn.org.ar/wp-content/uploads/2022/09/DOC_UNICEN_FINAL_compressed-1.pdf

Los escenarios elaborados son:

Escenario Tendencial

Este escenario representa la continuidad y expansión de la explotación y uso de petróleo y gas natural, la incorporación de nuevas centrales nucleares e hidroeléctricas de más de 50 MW de potencia, y la continuidad de las tendencias actuales en materia de consumo de energía en los diferentes sectores, tanto de energía eléctrica como de combustibles de uso final. En este escenario también se consideran las proyecciones en materia de exportación de hidrocarburos.

Escenario Electrificación

Este escenario representa una profunda electrificación de los consumos residenciales, comerciales y públicos, así como del transporte carretero. Este consumo se abastece mediante la ampliación de la oferta de energía eléctrica a partir de recursos energéticos renovables. Se plantea el uso de hidrógeno verde para sustituir gradualmente al gas natural y derivados del petróleo para uso térmico en las industrias, incluyendo las industrias del acero y del cemento, y el uso de biocombustibles en el sector agrícola-ganadero.

Escenario Biocombustibles

Este escenario representa una expansión del uso de biocombustibles en el transporte y el agro, mientras que también se electrifican los consumos residenciales, comerciales y públicos. Además se propone el uso de hidrógeno verde para sustituir gradualmente al gas natural y derivados del petróleo para uso térmico en las industrias.

Escenario Hidrógeno Verde

Este escenario representa la sustitución de combustibles fósiles por hidrógeno verde en el transporte y en el sector industrial para sustituir al gas natural y derivados del petróleo. Aquí también se electrifican los consumos residenciales, comerciales y públicos y se propone el uso de biocombustibles en el sector agrícola-ganadero.

Los escenarios elaborados no pretenden ser prescriptivos y solo tienen como objetivo actuar como referencia para evaluar costos y otras consecuencias socioeconómicas, socioambientales y político-institucionales bajo las condiciones planteadas para cada uno de ellos. De la combinación de estos escenarios alternativos de referencia se podrán analizar otros escenarios energéticos posibles.

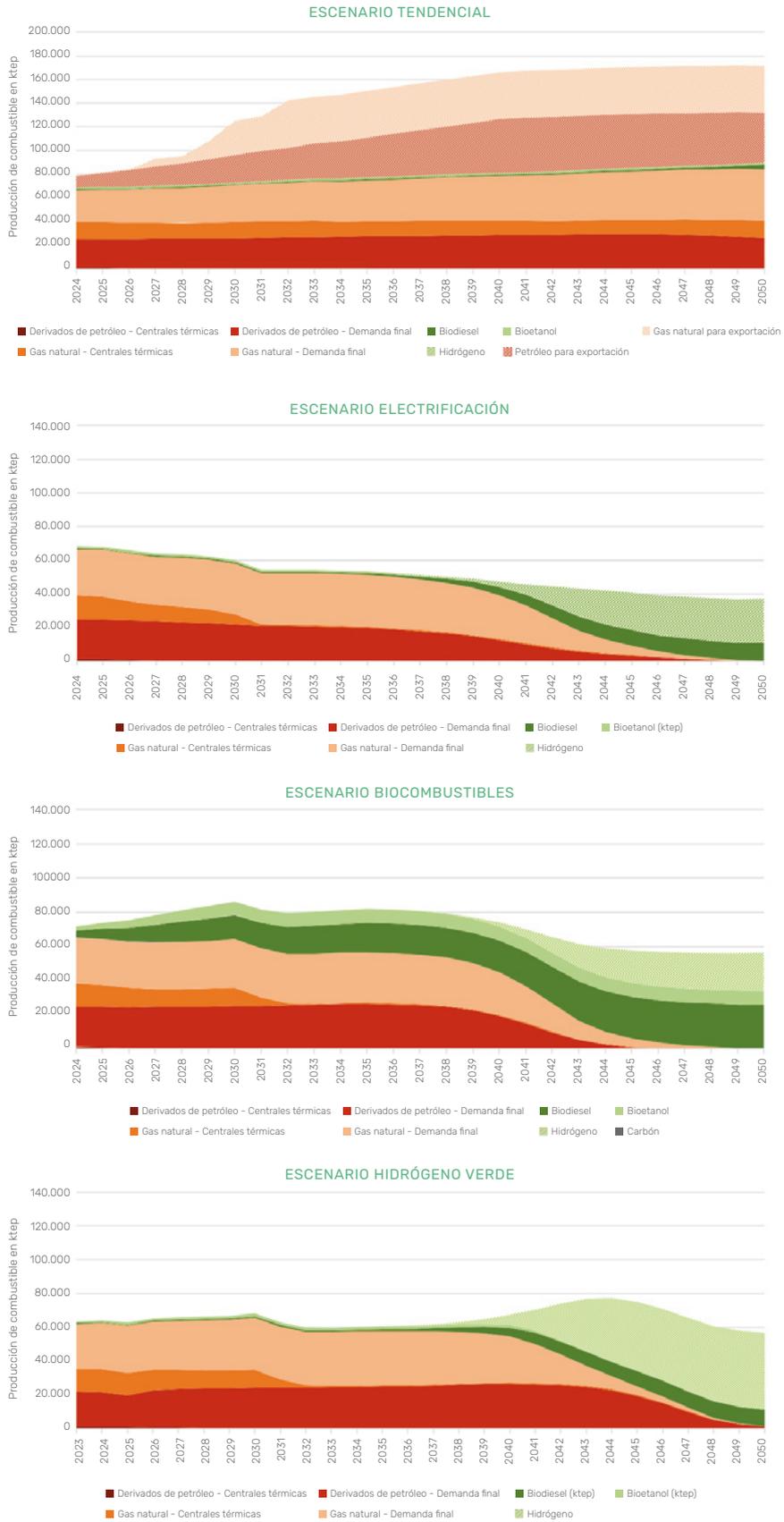
La Tabla 1 resume la forma de energía predominante utilizada en cada sector de la demanda en 2050 para cada escenario alternativo.

TABLA 1. TIPO DE ENERGÍA PREDOMINANTE EN CADA SECTOR DE LA DEMANDA EN 2050 PARA CADA ESCENARIO ALTERNATIVO

| | Escenario Electrificación | Escenario Biocombustibles | Escenario Hidrógeno Verde |
|---|---------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|
| Residencial | Energía eléctrica | Energía eléctrica | Energía eléctrica |
| Comercial y público | Energía eléctrica | Energía eléctrica | Energía eléctrica |
| Agro | Biocombustibles | Biocombustibles | Biocombustibles |
| Industria | Hidrógeno/ Energía eléctrica | Hidrógeno/ Energía eléctrica | Hidrógeno/ Energía eléctrica |
| Transporte carretero de pasajeros y de carga | Electrificación | Biocombustibles | Hidrógeno |
| Aviación | Biocombustibles | Biocombustibles | Biocombustibles |

En la Figura 4 se presenta la proyección de la producción de combustibles para consumo final y de generación de energía eléctrica para cada uno de los cuatro escenarios elaborados. Los paneles de la Figura 4 están en la misma escala para facilitar la comparación entre escenarios.

FIGURA 4. PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE COMBUSTIBLES PARA CONSUMO FINAL

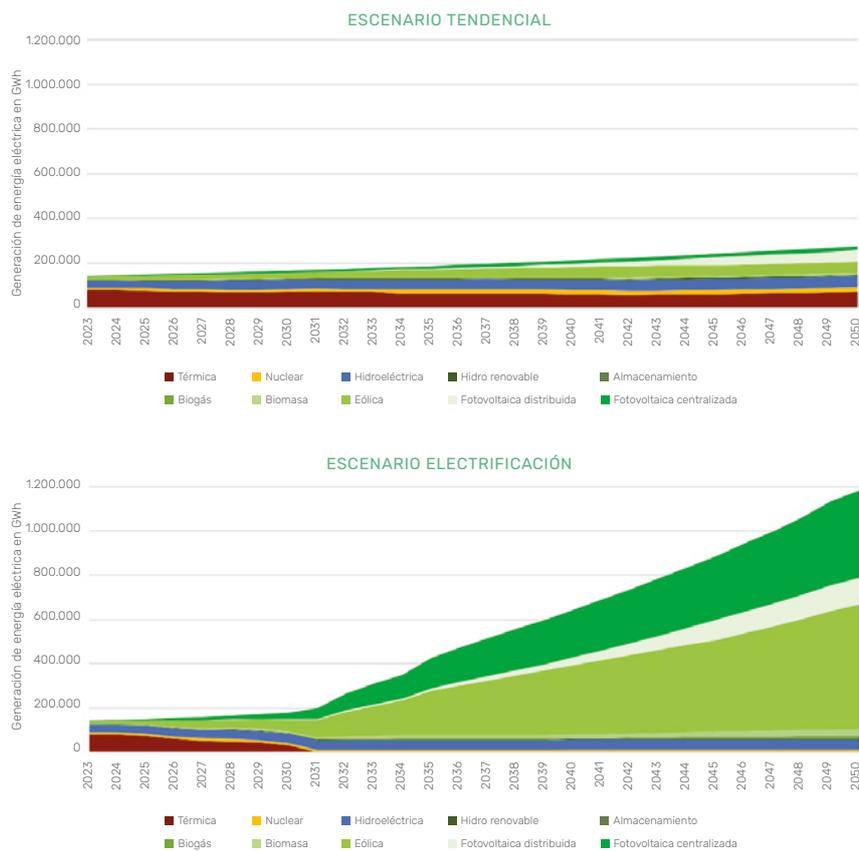


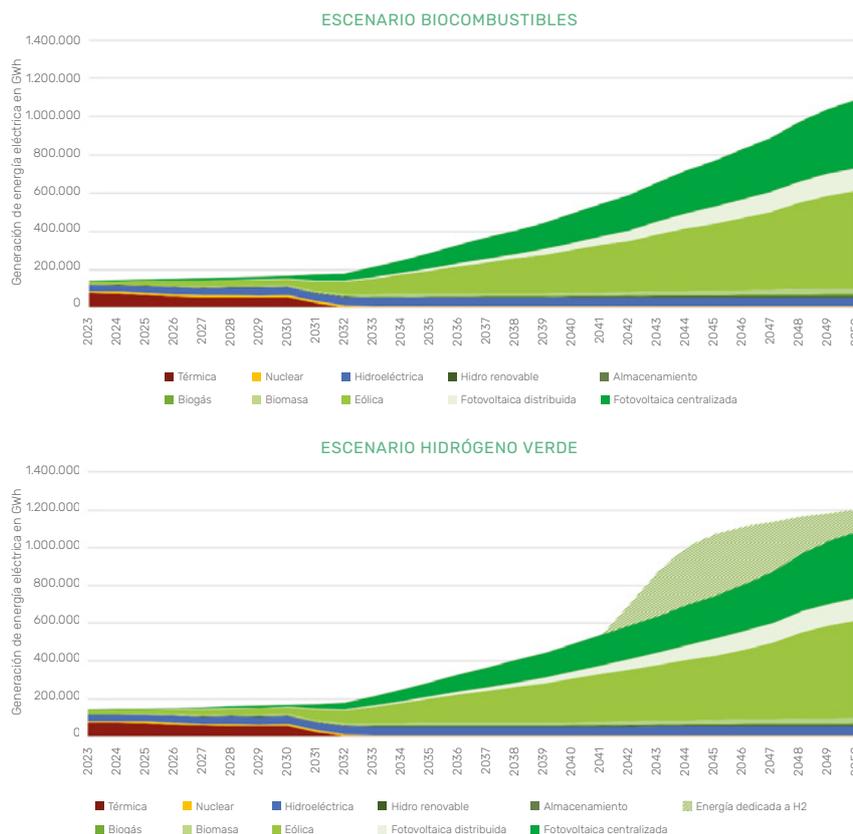
Fuente: Elaboración propia.

De la comparación de las figuras de producción de combustibles para consumo final en cada escenario, incluyendo derivados del petróleo, gas natural de red, biocombustibles e hidrógeno verde, se observa que el Escenario Tendencial presenta la mayor producción de combustibles destinada a abastecer la demanda interna. Esta producción se incrementa aun más si se consideran los combustibles para exportación, algo que no ocurre en los escenarios alternativos. (Figura 4)

En los tres escenarios alternativos se destaca la eliminación gradual de los combustibles fósiles, tal como fuera planteada como objetivo a 2050 para estos escenarios. En estos escenarios se observa que, hacia final del período, los combustibles para consumo final se limitan solo a biocombustibles e hidrógeno verde, en distintas proporciones, según sea el escenario. Esta situación conlleva la necesidad de cambios sustanciales en el equipamiento y las tecnologías para el uso de estos combustibles. En particular, se destacan los cambios en el sector industrial para la sustitución de gas natural por hidrógeno, y en el transporte carretero para el reemplazo de los vehículos a combustión de combustibles fósiles, ampliamente dominantes en el mercado local y global por más de un siglo, por vehículos con motores a combustión de biocombustibles, ya sea con motores eléctricos o con celdas de hidrógeno y motores eléctricos, según sea el escenario.

FIGURA 5. PROYECCIÓN DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA





Fuente: Elaboración propia.

La Figura 5 muestra una gran diferencia en la cantidad de energía eléctrica generada en los escenarios alternativos respecto de la generada en el Escenario Tendencial. En 2050, en los escenarios alternativos, esta energía (aproximadamente 120.000 GWh) es cuatro veces mayor a la energía eléctrica a generar en el Escenario Tendencial (aproximadamente 30.000 GWh). Esto se debe, en primer lugar, a la transformación de la demanda energética en los sectores residencial, comercial y público, que pasarían a consumir solo energía eléctrica en los tres escenarios alternativos, a lo que se le suma la transformación del parque automotor a vehículos eléctricos en el Escenario Electrificación.

Además, la gran cantidad de energía eléctrica, que superaría el consumo interno generando un excedente, se debe también a la gran cantidad de potencia eléctrica renovable que se debería instalar en los escenarios alternativos para compensar la baja potencia firme que entregan las energías renovables, principalmente la eólica y la solar, y así asegurar el margen de reserva de potencia necesario para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico. En los escenarios alternativos se propone utilizar ese excedente de energía eléctrica para la producción de hidrógeno verde a partir de la electrólisis del agua². El uso de este excedente de energía evitaría la necesidad de inversiones en potencia renovable dedicada exclusivamente a la producción de hidrógeno verde.

2. En los escenarios alternativos, el excedente de energía renovable estaría dado por el hecho de que se debe instalar a lo largo del tiempo una cantidad de potencia eléctrica suficiente para contar, en todo momento, con el margen de reserva adecuado que garantice el buen funcionamiento del sistema eléctrico. En el caso de los escenarios alternativos elaborados, esta situación generaría más energía eléctrica que la demandada; este excedente es el que se propone destinar a la producción de hidrógeno verde.

Para el Escenario Hidrógeno Verde, ese excedente no sería suficiente y debería instalarse potencia eléctrica adicional dedicada exclusivamente a la producción de hidrógeno verde.

Por otro lado, se observa una diferencia sustancial en los recursos energéticos y tecnologías de transformación a utilizar, ya que en los escenarios alternativos se propone la eliminación gradual de los combustibles fósiles para la generación eléctrica a favor de recursos energéticos renovables y diversas tecnologías para su transformación y aprovechamiento.

Costos económicos del sistema energético

En esta sección se presentan los costos económicos de cada uno de los cuatro escenarios energéticos elaborados. Se determinaron los costos totales, incluyendo costos de producción de energía eléctrica y otros combustibles, costos de las infraestructuras necesarias, y costos de recambio del equipamiento asociado al uso de la energía. Se estimaron también los costos de los potenciales activos que quedarían varados en los escenarios alternativos. Por último, se desagregaron los costos de inversión necesarios para cada escenario.

Costos totales del sistema energético

Para cada uno de los cuatro escenarios elaborados se determinaron los costos totales anuales del sistema energético. Estos incluyen los costos de producción de energía, tanto eléctrica como de combustibles para uso final, los costos de infraestructura para el transporte de energía, carga de vehículos eléctricos y otros para exportación de hidrocarburos, y los costos diferenciales para el reemplazo de equipo y tecnologías relacionadas al consumo final de energía. También se incluyen de forma desagregada los costos asociados a las importaciones de combustibles, según se requiera en cada escenario.

Los costos totales analizados en esta sección no incluyen los costos e ingresos asociados a las exportaciones de combustibles, los cuales son analizados en la sección "Balanza comercial energética".

En la Figura 6 se muestran los rubros considerados para la determinación de los costos económicos totales de los escenarios.

FIGURA 6. RUBROS CONSIDERADOS PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LOS ESCENARIOS ELABORADOS



Fuente: Elaboración propia.

Los costos asociados a las distintas tecnologías relacionadas con el sistema energético varían según diferentes factores, como el tamaño y la localización de los equipos, entre otros. Por otro lado, la determinación de costos futuros presenta un nivel de incertidumbre que debe ser considerado. Por ambos motivos se utilizaron diversas fuentes de datos que permitieron establecer rangos de valores que reflejan estas incertidumbres. En el Anexo I se muestran los detalles de la determinación de los costos.

Costos de la producción de energía

Para la determinación de los costos de la energía eléctrica se tomaron los costos nivelados de la energía eléctrica (LCOE, por sus siglas en inglés) generada por las diferentes tecnologías a partir de diversos recursos energéticos: centrales termoeléctricas con combustibles fósiles, energía solar fotovoltaica centralizada y distribuida, energía eólica sobre tierra, centrales termoeléctricas con diferentes biomásas y/o biogás como combustibles, centrales hidroeléctricas y pequeños aprovechamientos hidráulicos, centrales nucleares y almacenamiento en baterías.

Se tuvo en cuenta también el costo de la reserva de potencia necesaria para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico.

Por otro lado, para la determinación de los costos de los combustibles destinados al consumo final se tuvieron en cuenta los costos de los combustibles derivados del petróleo y del gas natural de pozo, el costo de producción de biodiesel y bioetanol y el costo de producción de hidrógeno verde, excluyendo, en este último caso, el costo de la energía eléctrica necesaria para la electrólisis, que fue considerado por separado. Las importaciones de combustibles necesarias en cada uno de los escenarios fueron estimadas y valorizadas según registros históricos y proyecciones a futuro.

Los costos de la energía considerados incluyen tanto las inversiones como los costos operativos distribuidos a lo largo del período evaluado.

Costos de infraestructura

A los costos de la energía eléctrica y combustibles para consumo final se agregan los costos de varias infraestructuras nuevas o ampliaciones de las existentes para el transporte y la distribución de energía eléctrica, el transporte de hidrógeno verde y el sistema de carga de vehículos eléctricos para los escenarios que corresponda. Para el caso del Escenario Tendencial se considera también la construcción de nuevos gasoductos y oleoductos, la reversión del Gasoducto Norte y la extensión de la vida útil de refinerías de petróleo existentes.

Para este escenario, también se estimaron los costos de las infraestructuras necesarias para la exportación de petróleo (i.e. oleoducto Vaca Muerta Sur) y de gas natural (i.e. planta de licuefacción de gas natural e infraestructura complementaria), los cuales se muestran y analizan en la sección “Balanza comercial energética”.

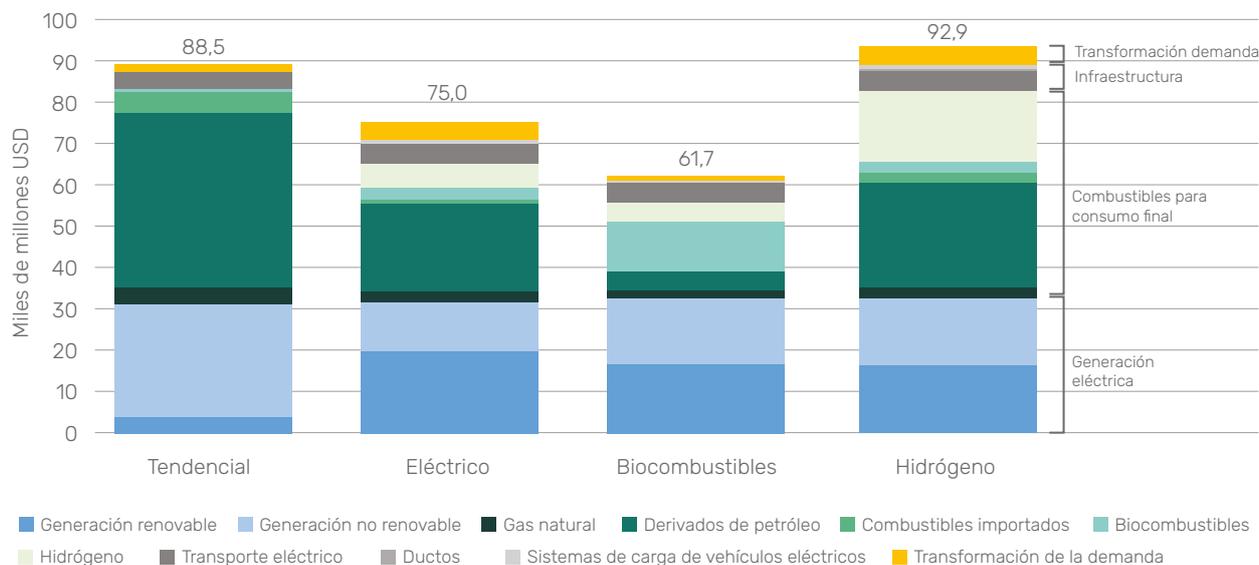
Costos de recambio de tecnologías para la demanda

En cuanto a los recambios necesarios de equipamiento y tecnologías utilizadas en la demanda de energía, se consideraron los costos diferenciales de los nuevos vehículos eléctricos y de artefactos de uso residencial con respecto a los mismos equipos utilizados en la actualidad.

Resultados de los costos económicos totales.

La Figura 7 muestra los costos económicos totales promedio anuales desagregados por rubro (i.e. energía eléctrica, combustibles para consumo final, infraestructura, conversión de la demanda) para cada uno de los escenarios elaborados.

FIGURA 7. COSTOS ECONÓMICOS TOTALES PROMEDIO ANUALES PARA LOS CUATRO ESCENARIOS ELABORADOS



Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 7 se observa que el Escenario Tendencial tiene un costo total promedio anual de USD 88.500 millones, 18% mayor al del Escenario Electrificación, 43% mayor al del Escenario Biocombustibles, y casi 5% inferior al costo total promedio anual del Escenario Hidrógeno Verde.

En cuanto a los costos de generación de energía eléctrica, se observa que no difieren en gran medida entre los escenarios. Se identifican dos motivos que explican esta paridad. En primer lugar, los costos de inversión para generación eléctrica en el Escenario Tendencial son relativamente bajos, mientras que los costos operativos asociados al uso de combustibles fósiles utilizados en las centrales termoeléctricas son significativos. Por el contrario, en los escenarios alternativos los costos de inversión son mayores por la implementación masiva de energías renovables, mientras que los costos operativos son mínimos, dando como resultado costos totales similares para la generación eléctrica.

En segundo lugar, si bien los escenarios alternativos proponen la electrificación de gran parte de la demanda, la mayor eficiencia en el consumo de energía de artefactos, equipos y motores eléctricos reduce comparativamente la necesidad de energía y, por lo tanto, los costos asociados a la generación eléctrica.

En el Escenario Electrificación se propone la electrificación total del transporte, pero esta demanda adicional de energía eléctrica resulta ser considerablemente menor respecto al total de energía eléctrica consumida en los sectores residencial, comercial, público e industrial en este escenario.

En relación al costo de los combustibles para consumo final, en el Escenario Tendencial se destacan los derivados del petróleo y gas natural de red. Esto se explica por la proyección de costos de estos combustibles fósiles y porque en este escenario los consumos térmicos residenciales, comerciales, públicos, industriales y del transporte se proyectan en base a estos combustibles (ver Anexo I).

En el Escenario Hidrógeno Verde también se destaca el costo de combustibles para consumo final, pero en este caso asociado a la producción de hidrógeno verde mediante la electrólisis del agua. En este mismo rubro, el costo más bajo se da en el Escenario Biocombustibles debido al menor costo relativo de la producción de biodiesel y de bioetanol –utilizados de manera masiva en este último escenario–.

En el Escenario Biocombustibles, los combustibles fósiles para consumo final se sustituyen relativamente rápido por biocombustibles, por lo que el costo asociado es bajo en comparación con los otros escenarios.

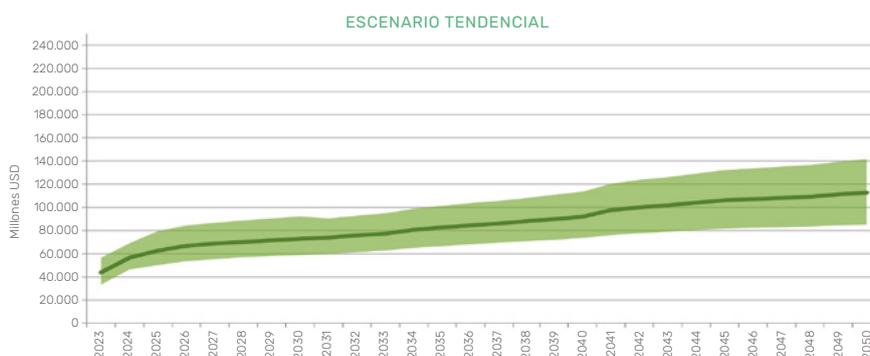
En cuanto a los costos de las infraestructuras necesarias para la transformación del sistema energético, estos son similares en magnitud entre los escenarios alternativos, ya que en estos escenarios domina por igual la ampliación del sistema de transporte y distribución de energía eléctrica. Otros costos de infraestructura relevantes en estos escenarios incluyen el transporte de hidrógeno verde y el sistema de carga de vehículos eléctricos. Los costos de infraestructura en el Escenario Tendencial incluyen los costos de nuevos gasoductos y oleoductos, la extensión de la vida útil de refinerías de petróleo, y también la ampliación del sistema de transporte y distribución de energía eléctrica, aunque en menor magnitud que para los escenarios alternativos.

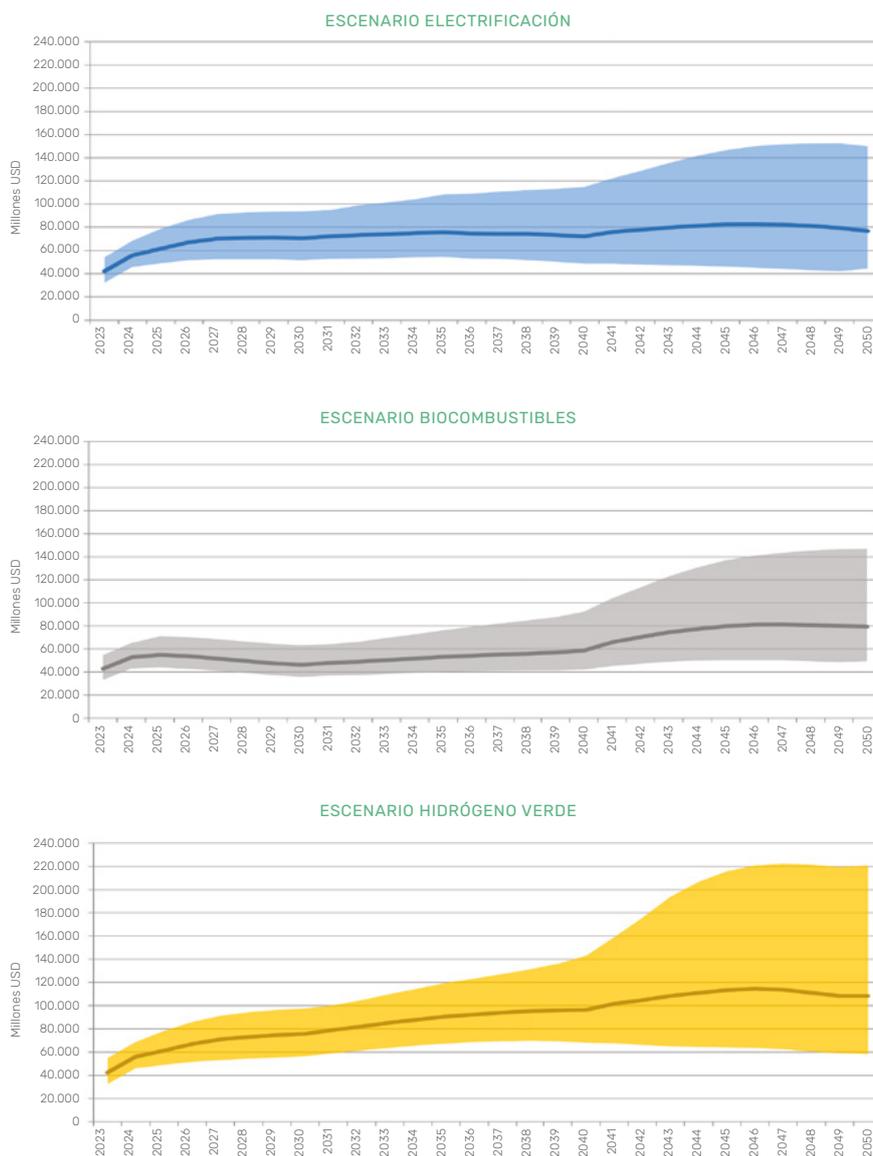
Los costos diferenciales de conversión de la demanda que contempla el recambio de artefactos, equipos y tecnologías para el uso de energía en distintos ámbitos como el residencial, comercial y público (i.e. termotanques eléctricos, equipos para calefacción eléctricos y calefones solares para agua caliente sanitaria), y para el transporte carretero de carga y de pasajeros (i.e. autos y buses eléctricos o con celdas de combustibles a hidrógeno) son más altos para los escenarios Electrificación e Hidrógeno Verde. Esto se debe, fundamentalmente, al mayor costo de los vehículos eléctricos y con celdas de combustibles a hidrógeno a lo largo del período evaluado con respecto al costo de vehículos convencionales a combustión, aunque este costo diferencial decrece considerablemente hacia 2050. El costo diferencial de conversión de la demanda es menos significativo para el Escenario Biocombustibles, ya que los vehículos que funcionan con biocombustibles no tienen grandes diferencias de costos respecto de los vehículos convencionales.

Se debe resaltar, una vez más, que los costos económicos analizados se refieren solo a bienes materiales y servicios con valor monetario, y no incorporan las consecuencias socioambientales, socioeconómicas y político-institucionales que cada escenario pudiera generar, sean estas consecuencias “monetizables” o no.

La Figura 8 presenta la proyección de los costos económicos a lo largo del período analizado para los cuatro escenarios elaborados. En la figura se muestran no solo los valores medios de los costos totales, sino también el rango de incertidumbre en la estimación. Los paneles en la Figura 8 tienen la misma escala para facilitar la comparación entre escenarios.

FIGURA 8. PROYECCIÓN DE LOS COSTOS TOTALES DEL SISTEMA ENERGÉTICO PARA LOS CUATRO ESCENARIOS ELABORADOS





La línea llena representa el valor medio del rango.

Fuente: Elaboración propia.

En primer lugar, en la Figura 8 se observa la gran incertidumbre en la determinación y proyección de los costos a futuro, representada por el rango de valores delimitados por las áreas coloreadas. Esta incertidumbre refleja la diversidad entre las proyecciones realizadas por las diferentes fuentes consultadas y con la proyección de tendencias basadas en valores reales en el contexto argentino.

En el panel correspondiente al Escenario Tendencial de la Figura 8 se observa una proyección creciente de los costos totales anuales debida, fundamentalmente, a la proyección de los costos de los combustibles fósiles hacia 2050, con valores crecientes de los combustibles derivados del petróleo y un costo levemente decreciente del gas natural (ver Anexo I).

Por otro lado, en los paneles correspondientes a los escenarios alternativos se observa un crecimiento acentuado de los costos totales anuales en los primeros años debido a las inversiones iniciales necesarias para la profunda transformación del sistema energético propuesto en estos escenarios alternativos. Luego de ese primer período de grandes inversiones la proyección de los costos totales anuales se

estabiliza debido a una tendencia decreciente de los costos de las tecnologías utilizadas en los escenarios alternativos para la generación eléctrica y para la producción de hidrógeno verde, así como por el menor requerimiento de combustibles fósiles hasta alcanzar su eliminación hacia el final del período analizado.

Activos varados

En este trabajo se consideran los activos existentes que podrían quedar varados como consecuencia de la transición energética propuesta en los escenarios alternativos elaborados para la Argentina. Estos activos incluyen centrales termoeléctricas a combustibles fósiles, gasoductos y oleoductos, y refinerías de petróleo.

La definición más ampliamente utilizada en la literatura indica que los activos varados son “aquellos activos que han sufrido una depreciación, una devaluación o han sido convertidos en pasivos de forma imprevista o prematura” (Caldecott *et al.*, 2013). Una transición energética hacia un escenario carbono neutral dejaría varados diferentes activos, ya que la transición implicaría discontinuar su uso antes de que cumplan su vida útil.

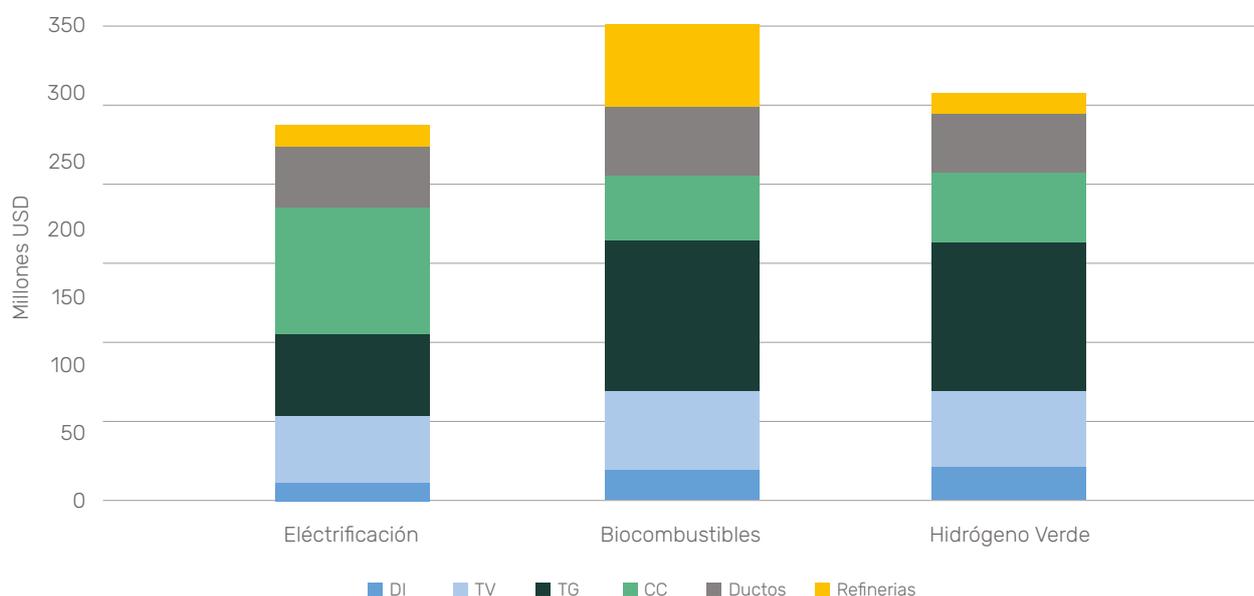
Para el caso de las centrales termoeléctricas se tomó como potencial activo varado la parte proporcional del costo de inversión inicial que quedaría remanente en caso de que la central salga de servicio antes de finalizar su vida útil, o la extensión de su vida útil en el caso de que se haya realizado. En el caso de ductos y refinerías, se tomó como futuros activos varados la fracción de la inversión inicial proporcional a la capacidad que va quedando ociosa a medida que se produce, transporta y utiliza menos gas natural y petróleo (ver Anexo II).

No se consideraron los activos que pudieran quedar varados a partir del abandono gradual de los sistemas existentes de distribución de gas natural en las ciudades, pueblos y otros asentamientos urbanos.

En el Anexo II se detalla la metodología utilizada para la estimación de los valores económicos de cada uno de estos activos que quedarían varados en los escenarios alternativos.

La Figura 9 muestra el promedio anual de los potenciales activos varados en los tres escenarios alternativos, desagregados por categoría: centrales termoeléctricas, ductos y refinerías.

FIGURA 9. PROMEDIO ANUAL DE LOS POTENCIALES ACTIVOS VARADOS PARA LAS DIFERENTES INSTALACIONES EXISTENTES EN LOS ESCENARIOS ALTERNATIVOS



Referencias: DI: motogeneradores diesel; TV: turbinas de vapor; TG: turbinas de gas; CC: ciclos combinados; Ductos: gasoductos y oleoductos; Refinerías: refinerías de petróleo.

Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 9 se observa que para los tres escenarios alternativos la salida de servicio de las centrales termoeléctricas antes de que completen su vida útil, o en algunos casos antes de que alcancen la extensión de su vida útil, causaría los mayores activos varados, llegando a valores cercanos a los USD 220 millones anuales. Por otra parte, la salida gradual de servicio de gasoductos, oleoductos y refinerías de petróleo representaría activos varados de menor magnitud, a excepción de las refinerías de petróleo en el Escenario Biocombustibles, que saldrían de servicio antes que en los otros dos escenarios por el reemplazo relativamente más rápido de combustibles fósiles por biocombustibles en el sector transporte.

Los valores promedio anuales de los potenciales activos varados varían entre USD 250 y 320 millones anuales y representan una fracción menor de los costos totales promedio anuales, cercana al 0,3% para los escenarios Electrificación e Hidrógeno Verde y al 0,4% para Biocombustibles. Esto se debe a la transformación gradual del sistema energético propuesta en los escenarios alternativos y, por lo tanto, a la salida también gradual del uso de combustibles fósiles. Esto haría que la mayoría de las instalaciones existentes hayan cumplido, o estén cerca de cumplir, con su vida útil al momento de la salida de servicio establecida en estos tres escenarios.

Costos de inversión

Los costos económicos totales presentados en la sección “Costos totales del sistema energético” abarcan los costos de inversión necesarios, pero dada la relevancia de los costos de inversión para la planificación y el financiamiento de la transición del actual sistema energético hacia otros sistemas alternativos como los presentados aquí, se identificaron y determinaron los costos de inversión más relevantes en los cuatro escenarios elaborados.

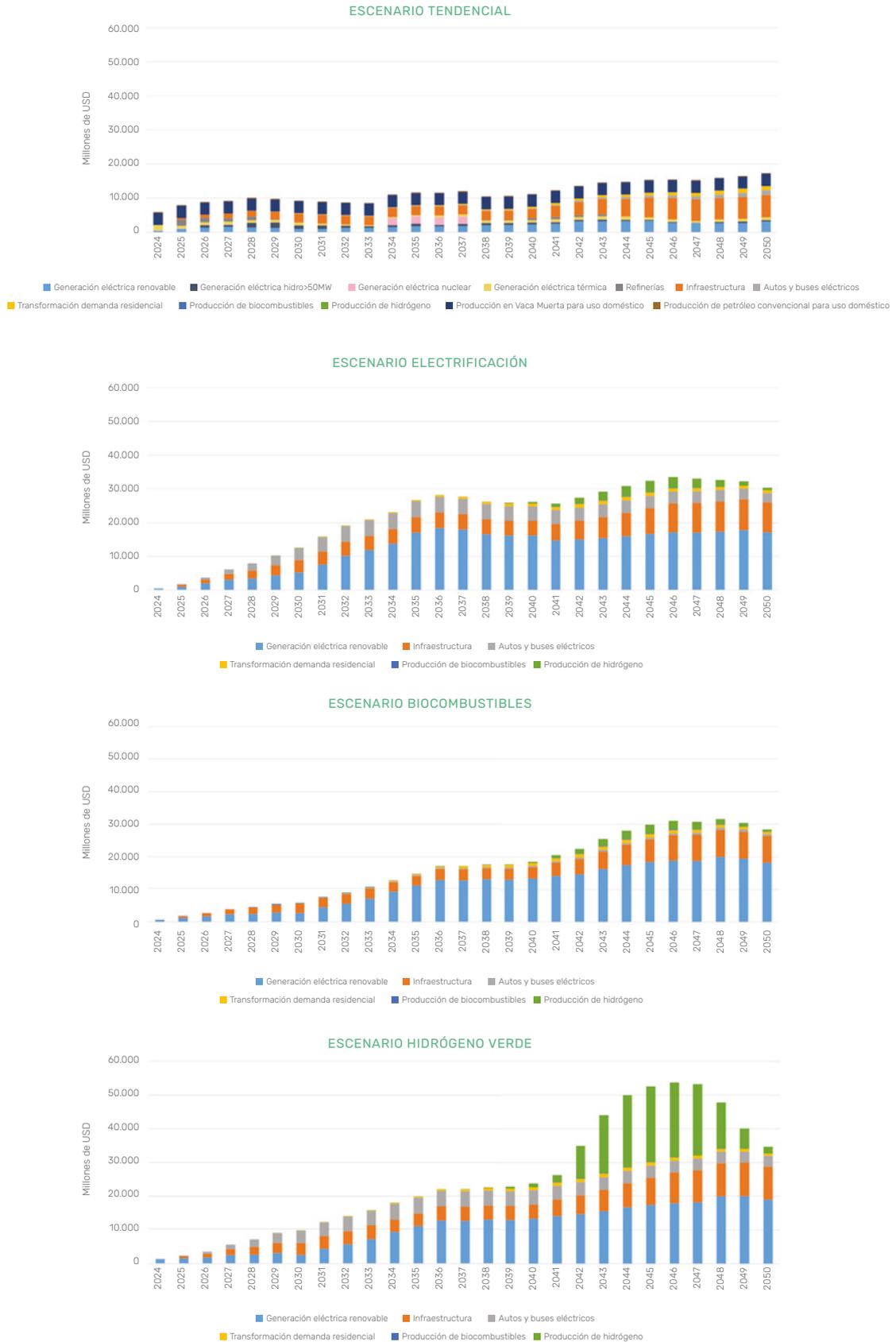
En todos los escenarios elaborados se consideran las inversiones para generación eléctrica renovable, transporte y distribución de energía eléctrica, producción de biocombustibles, producción y transporte de hidrógeno verde, sistema de carga de vehículos eléctricos, y recambio de equipamiento y tecnologías asociadas al uso de energía.

En el caso del Escenario Tendencial se agregan las inversiones necesarias para el desarrollo de pozos para la extracción de petróleo y de gas no convencionales, para nuevas centrales termoeléctricas y para la extensión de vida útil de centrales termoeléctricas y refinerías de petróleo existentes, para nuevas centrales hidroeléctricas y nucleares y para la construcción del gasoducto GPNK II y la reversión del Gasoducto Norte.

Los costos de inversión para las diferentes tecnologías para la producción y el consumo de energía utilizadas en los escenarios se proyectaron a partir de curvas de aprendizaje elaboradas considerando tendencias observadas en referencias internacionales y datos locales, cuando fue posible. De manera similar se proyectaron las inversiones para las diversas infraestructuras necesarias en cada escenario. En el Anexo I se brindan más detalles sobre la determinación y proyección de los costos de inversión.

En la Figura 10 se muestran las inversiones anuales necesarias para cada uno de los escenarios elaborados.

FIGURA 10. COSTOS DE INVERSIÓN ANUALES POR RUBRO PARA LOS ESCENARIOS ELABORADOS



Las barras representan valores medios móviles considerando períodos de cinco años.
Fuente: Elaboración propia.

En el caso de las inversiones necesarias en el Escenario Tendencial se destacan, en primer lugar, las destinadas a la extracción de hidrocarburos no convencionales en Vaca Muerta. En segundo término, se encuentran las inversiones en infraestructura, fundamentalmente las relacionadas al transporte y la distribución de energía eléctrica y al transporte de gas y petróleo. Las inversiones para generación de energía eléctrica renovable y no renovable prevista en este escenario también son de consideración, tomando el tercer lugar en relevancia.

Para el Escenario Tendencial también se consideran las inversiones asociadas a las exportaciones proyectadas de hidrocarburos como parte de los costos totales necesarios para alcanzar esa exportación, incluyendo los costos para la construcción del oleoducto Vaca Muerta Sur y la planta de licuefacción de gas natural, así como los costos para la extracción de petróleo y gas no convencionales destinados a la exportación. Estos costos pueden verse en la sección “Balanza comercial energética”.

Las inversiones necesarias para la transformación de la demanda a partir del recambio de artefactos, equipos y tecnologías no resultan de relevancia frente a las otras inversiones en el Escenario Tendencial, ya que se prevé continuar con las mismas formas de energía para el consumo final en los distintos sectores.

Las inversiones más relevantes en el Escenario Electrificación son aquellas necesarias para la generación de energía eléctrica de origen renovable, seguidas de las inversiones para infraestructura para el transporte³ y distribución de esa energía, así como para la carga de vehículos eléctricos. El cambio de vehículos de combustión a vehículos eléctricos también requiere inversiones considerables a lo largo de todo el período.

También resultan de relevancia las inversiones necesarias para la producción de hidrógeno verde por medio de electrolizadores y la infraestructura para el transporte de hidrógeno desde los sitios de producción cercanos a la generación eléctrica renovable hasta los centros de consumo industriales⁴. En el Escenario Electrificación, para la producción de hidrógeno se utiliza el excedente de energía eléctrica que resulta de la implementación masiva de energías renovables. Por este motivo, la generación de energía eléctrica para la producción de hidrógeno verde no representa un costo adicional.

En el Escenario Biocombustibles también se destacan las inversiones necesarias para la generación de energía eléctrica de origen renovable y la infraestructura para el transporte y la distribución de esa energía. Y, al igual que para el Escenario Electrificación, resultan relevantes las inversiones para la producción y el transporte del hidrógeno verde.

Las inversiones para el recambio del parque automotor para pasar del uso de combustibles fósiles a biocombustibles no son significativas frente a las otras inversiones, ya que el costo de los vehículos a biocombustibles no difiere en gran medida del costo de los vehículos actuales a combustibles fósiles.

3. Las inversiones para el transporte eléctrico en alta tensión podrían ser considerablemente menores si para las líneas de mayor distancia se utilizaran líneas de corriente continua de alta tensión (HVDC, por sus siglas en inglés). El uso de HVDC podría reducir los costos de inversión del transporte eléctrico en alta tensión en aproximadamente un 60% en los escenarios alternativos, lo que significaría un ahorro de aproximadamente USD 21.500 millones en el período 2025-2050.

4. No se considera el uso de agua salada para la producción de hidrógeno, en cuyo caso se requerirían inversiones adicionales para la desalinización del agua de mar.

En el Escenario Hidrógeno Verde las inversiones necesarias incluyen, además de las ya mencionadas para los otros escenarios alternativos, las centrales de generación de energía eléctrica renovable dedicadas a la producción de hidrógeno verde por medio de electrólisis de agua. En efecto, para este escenario, el excedente de energía eléctrica renovable descrito para los otros dos escenarios alternativos no es suficiente para la producción de todo el hidrógeno necesario en este caso.

En el Escenario Hidrógeno Verde también se destacan las inversiones para el recambio del parque automotor de los vehículos actuales a combustión a vehículos propulsados por celdas de combustible alimentadas con hidrógeno.

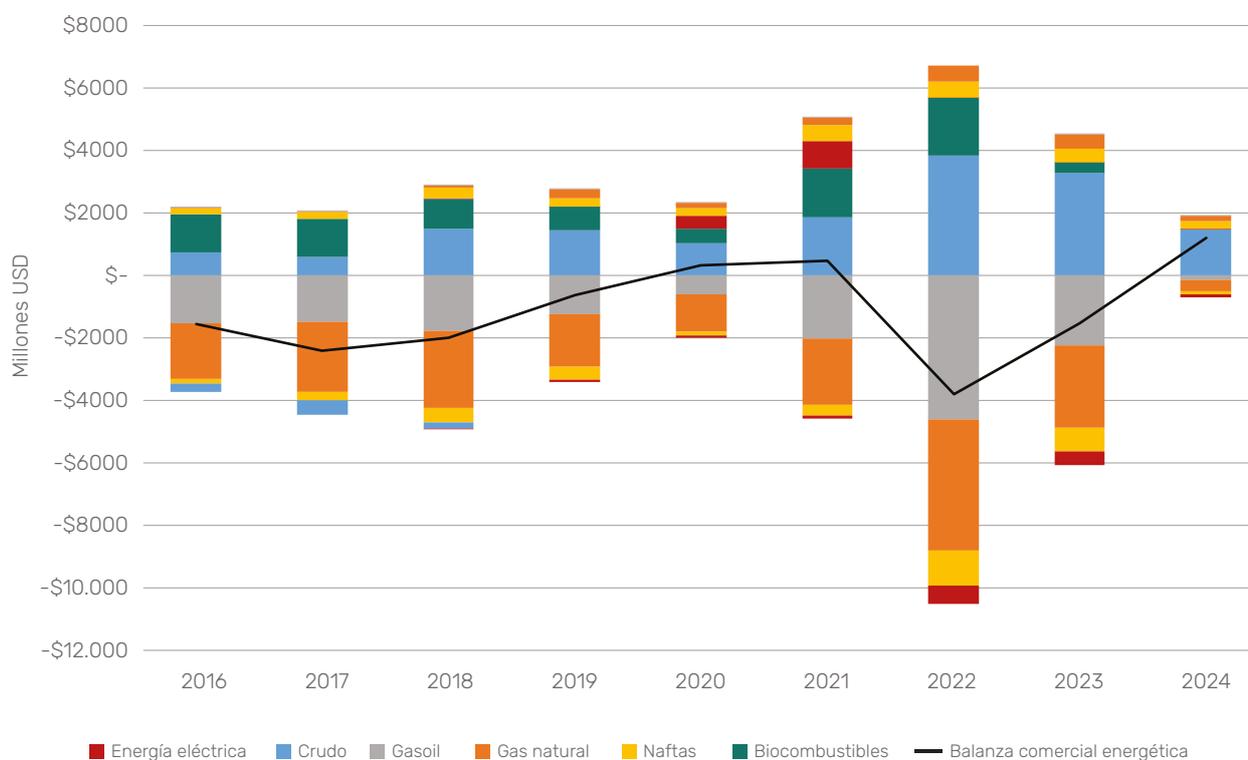
Balanza comercial energética

En esta sección se analiza el potencial impacto sobre la balanza comercial energética del Escenario Tendencial y de cada uno de los escenarios alternativos elaborados.

La balanza comercial energética juega un papel relevante en el análisis de costos de un sistema energético. Esta balanza está determinada por las exportaciones e importaciones de energía en sus distintas formas. En este trabajo se muestra lo ocurrido con esta balanza en los últimos años y se proyecta hacia 2050 para cada escenario. Para completar el análisis se agrega un estudio de las importaciones, y eventuales exportaciones, de bienes de capital y de uso necesarios para la transformación planteada en cada escenario.

En los últimos años, las importaciones de energía han sido, fundamentalmente, gas natural proveniente de Bolivia a través de gasoductos y gas natural licuado (GNL) proveniente de diferentes países por medio de barcos "metaneros". Más recientemente, la Argentina también ha tenido que importar gasoil debido a la falta de capacidad de producción de las refinerías locales para satisfacer la demanda interna de este combustible. La Figura 11 muestra la balanza comercial energética desde 2016 hasta el presente.

FIGURA 11. BALANZA COMERCIAL ENERGÉTICA DE LA ARGENTINA



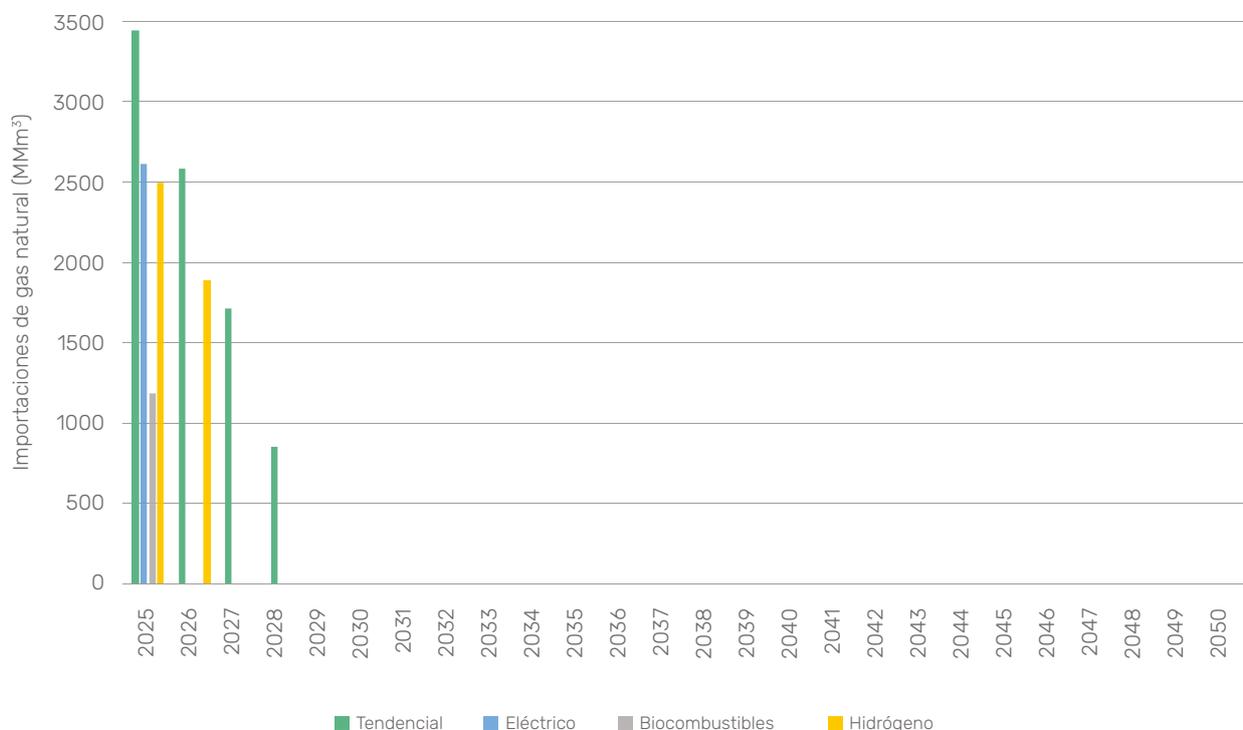
Fuente: Elaboración propia en base a Secretaría de Energía, INDEC y CAMMESA.

En la Figura 11 se observa que el saldo neto de la balanza comercial energética surgido de la diferencia entre importaciones y exportaciones ha sido negativo en aproximadamente USD 1100 millones en promedio anual en la última década.

En la Figura 12 se aprecia la reducción de importaciones de gas natural prevista en el Escenario Tendencial y en los tres escenarios alternativos⁵. Los escenarios alternativos proponen una reducción más acelerada de las importaciones de gas natural a partir de la generación de energía eléctrica de origen renovable en reemplazo de centrales termoeléctricas, sustituyendo así el gas natural utilizado actualmente en estas centrales. De iniciar su implementación en 2025, tanto en el Escenario Electrificación como en el Escenario Biocombustibles la sustitución total de las importaciones de gas natural se podría alcanzar en 2026, mientras que para el Escenario Hidrógeno Verde la sustitución total podría alcanzarse en 2027.

5. Esta proyección se realizó en base a las importaciones históricas publicadas en Ministerio de Economía, Mercado externo Importación: Gas natural y GNL desde 2016 (miles de m³) y Mercado externo Importación: Gas natural y GNL- 2010 a 2015 (miles de m³). <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/planeamiento-energetico/panel-de-indicadores/mercado-externo-importacion-gas-0>

FIGURA 12. DISMINUCIÓN PREVISTA DE LAS IMPORTACIONES DE GAS NATURAL EN EL ESCENARIO TENDENCIAL Y SUSTITUCIÓN DE GAS NATURAL EN LOS TRES ESCENARIOS ALTERNATIVOS



Las barras indican la fracción de las importaciones de gas natural con respecto al Escenario Tendencial.

Fuente: Elaboración propia.

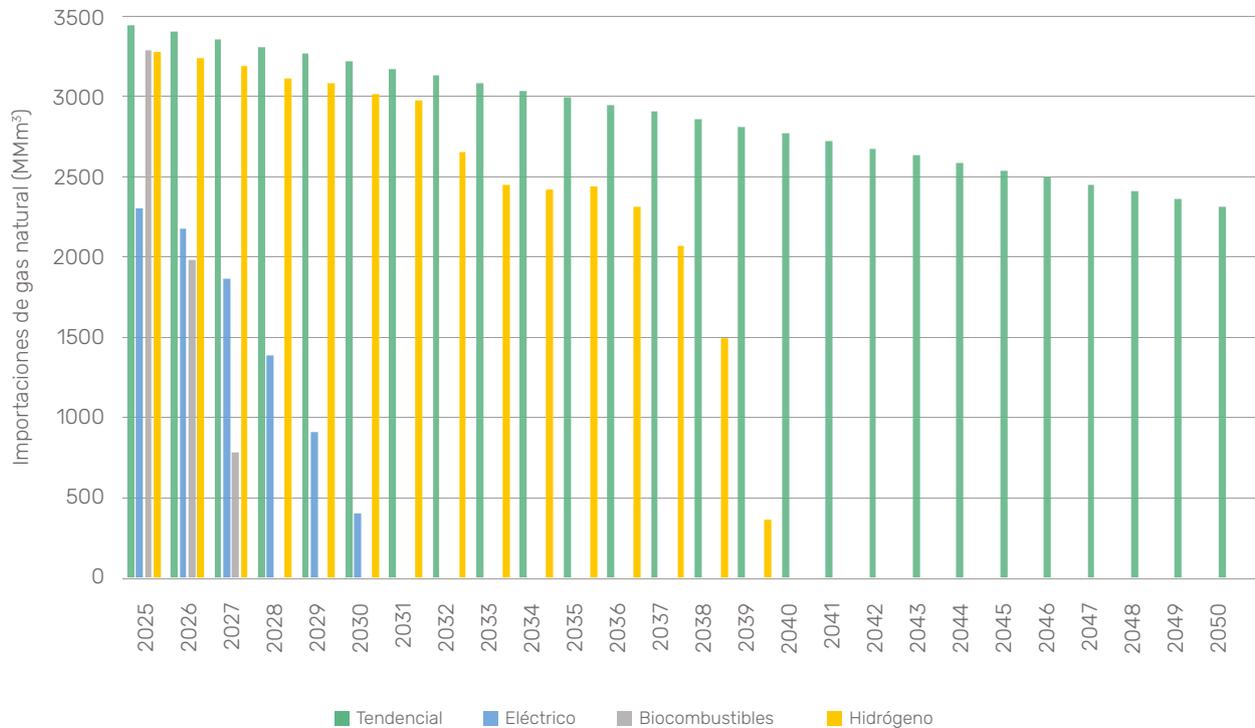
En cuanto a las importaciones de gasoil, en la Figura 13 se observa la leve reducción prevista en el Escenario Tendencial, que no llega a ser total, dentro del período considerado⁶. En efecto, el Escenario Tendencial no prevé una transformación significativa de las tecnologías utilizadas por el parque automotor, por lo que seguiría demandando importantes cantidades de gasoil. Para poder cubrir esta demanda con producción nacional será necesario ampliar la capacidad actual de refinación; de lo contrario se deberá continuar con la importación de este combustible.

Los tres escenarios alternativos, en cambio, proponen una eliminación de las importaciones de gasoil a partir de la transformación del parque automotor, que pasaría a estar dominado por vehículos eléctricos, a biocombustibles o a hidrógeno según sea el escenario alternativo.

En la Figura 13 se observa la reducción acelerada de estas importaciones, alcanzando la sustitución total en 2033 en el Escenario Electrificación, en 2028 en el Escenario Biocombustibles, y en 2040 en el Escenario Hidrógeno Verde. Los plazos de sustitución para cada escenario dependerán del grado de maduración de las tecnologías y la factibilidad de transformación del parque automotor en base a la infraestructura necesaria.

6. Esta proyección se realizó en base a las importaciones históricas publicadas en Ministerio de Economía, Mercado externo Importación: Crudo y derivados desde 2016 (m³). <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/planeamiento-energetico/panel-de-indicadores/mercado-externo-importacion-crudo-y-1>

FIGURA 13. DMINUCIÓN PREVISTA DE LAS IMPORTACIONES DE GASOIL EN EL ESCENARIO TENDENCIAL Y SUSTITUCIÓN DE GASOIL EN LOS TRES ESCENARIOS ALTERNATIVOS



Fuente: Elaboración propia.

Cuando se mira hacia adelante, las proyecciones de la balanza comercial energética para cada escenario son disímiles, en particular entre el Escenario Tendencial que propone la exportación de energía como uno de sus objetivos centrales, y los escenarios alternativos que no tienen ese objetivo.

Para analizar la proyección de la balanza comercial energética en el Escenario Tendencial, en la Figura 14 se proyectan la producción de gas natural y petróleo convencional y no convencional según diversas estimaciones oficiales⁷.

7. Estas proyecciones se hicieron en base a escenarios de producción y exportación oficiales presentados en los siguientes documentos:

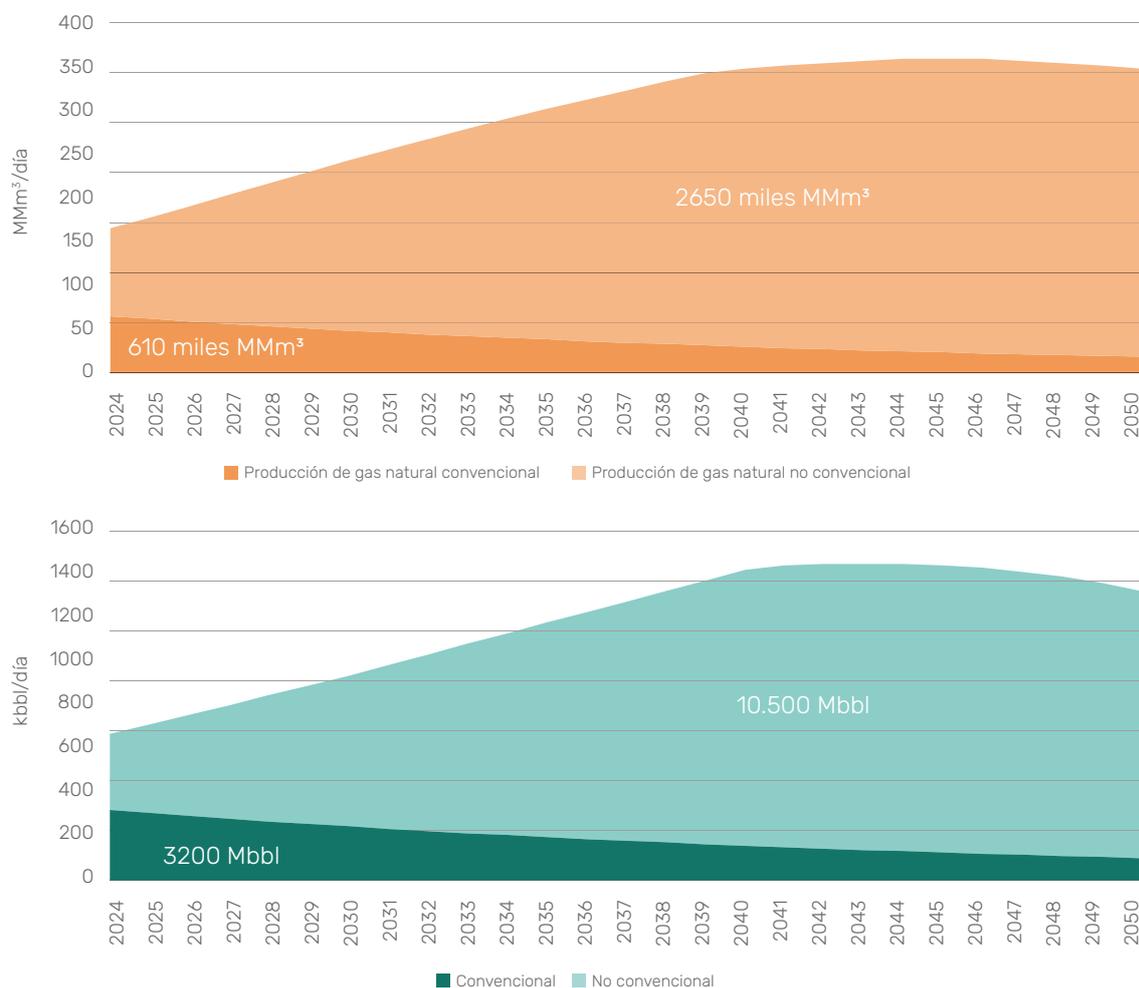
(1) Centro de Economía Internacional (CEI) (2024). Integración Gasífera entre la Argentina y Brasil. Oportunidades y desafíos para la cooperación energética regional. Centro de Economía Internacional. Ministerio de Relaciones Exteriores, Comercio Internacional y Culto

(2) Ministerio de Economía (2023b). Resolución 518/2023. Lineamientos y Escenarios para la Transición Energética a 2050. Anexo I (IF-2023-70141327-APN-SSPE#MEC)

(3) Ministerio de Economía (2023a). Resolución 517/2023. Plan Nacional de Transición Energética al 2030. Anexo I (IF-2023-70145558-APN-SSPE#MEC)

(4) Ministerio de Economía (2018). Argentina Energy Plan. Guidelines. https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/plan_energetico.pdf

FIGURA 14. PROYECCIONES DE PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL (PANEL SUPERIOR) Y DE PETRÓLEO (PANEL INFERIOR) CONVENCIONAL Y NO CONVENCIONAL DE VACA MUERTA.



Los valores dentro de las áreas corresponden a las reservas estimadas en cada caso.

Fuente: Elaboración propia en base a escenarios de la Secretaría de Energía 2023 y 2018.

Se observa en la Figura 14 un crecimiento de la producción de gas natural y petróleo no convencionales de Vaca Muerta, alcanzando un pico para los primeros años de la década de 2040, para luego empezar a decaer hacia el final del período analizado.

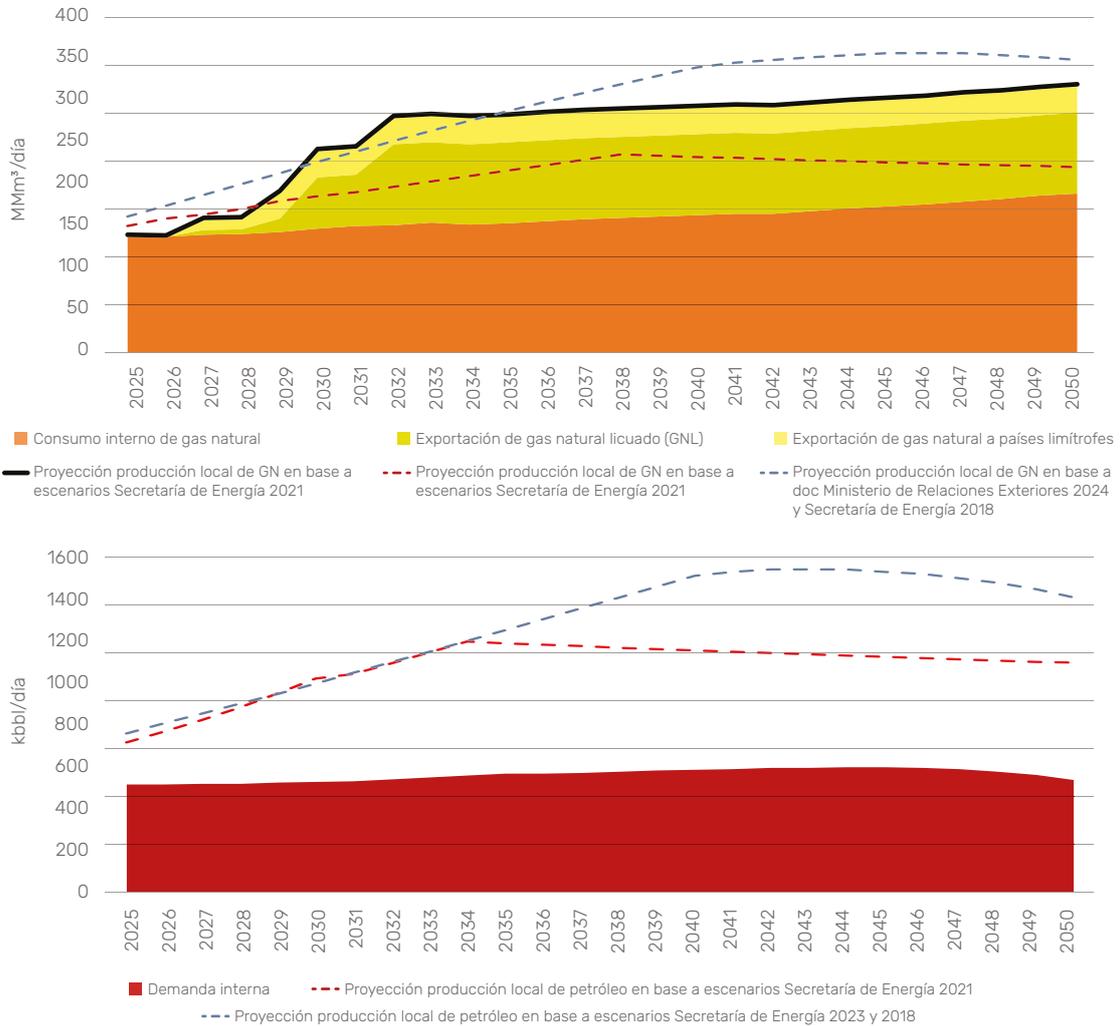
El Escenario Tendencial prevé la exportación de importantes cantidades tanto de gas natural –en distintas modalidades– como de petróleo⁸. La Figura 15 muestra las proyecciones de producción, consumo interno y exportaciones de ambos combustibles fósiles.

8. Exportaciones estimadas en base a:

(1) Exportaciones a países limítrofes: Portal Futuro Sustentable (2024). "El Gobierno autorizó los primeros envíos de gas de Vaca Muerta a Brasil". Disponible en: <https://www.futurosustentable.com.ar/el-gobierno-autorizo-los-primeros-envios-de-gas-de-vaca-muerta-a-brasil/>

(2) Exportaciones de GNL: Diario El Cronista (2024). "Petronas inicia con YPF la ingeniería del proyecto de GNL de u\$s 30.000 millones". Nota del 5 de agosto de 2024. Disponible en: <https://www.cronista.com/negocios/petronas-inicia-con-ypf-la-ingenieria-del-proyecto-de-gnl-en-rio-negro-para-tomar-la-decision-final-de-inversion-en-2025/>

FIGURA 15. PROYECCIONES DE PRODUCCIÓN, CONSUMO INTERNO Y EXPORTACIONES DE GAS NATURAL (PANEL SUPERIOR) Y DE PETRÓLEO (PANEL INFERIOR) CONVENCIONAL Y NO CONVENCIONAL DE VACA MUERTA

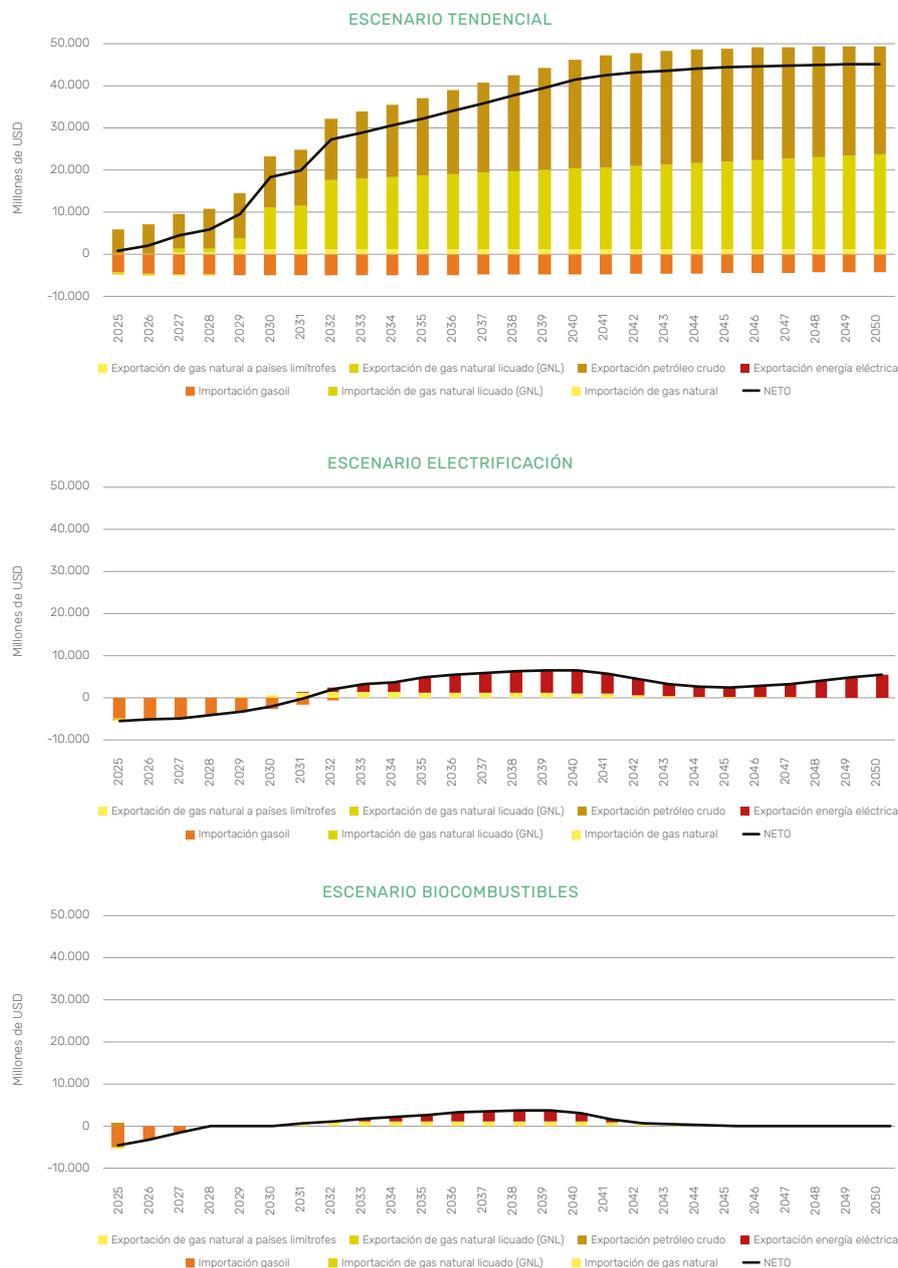


Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 15 (panel superior) puede observarse una potencial inconsistencia entre las exportaciones previstas de gas natural, tanto en forma de GNL como de gas de red a través de gasoductos a países vecinos, y los niveles de producción y de consumo interno. Aun para el escenario de mayor nivel de producción de gas natural, entre 2029 y 2035 inclusive no se podría abastecer simultáneamente el consumo interno y el nivel de exportación previsto, mientras que en el escenario de menor nivel de producción no se podrían abastecer en ningún momento del período considerado.

La Figura 16 muestra las proyecciones, valorizadas monetariamente, de las exportaciones e importaciones de los distintos combustibles, así como de energía eléctrica, para los cuatro escenarios elaborados⁹.

FIGURA 16. PROYECCIONES DE EXPORTACIONES E IMPORTACIONES DE COMBUSTIBLES Y ENERGÍA ELÉCTRICA PARA LOS CUATRO ESCENARIOS ENERGÉTICOS ELABORADOS

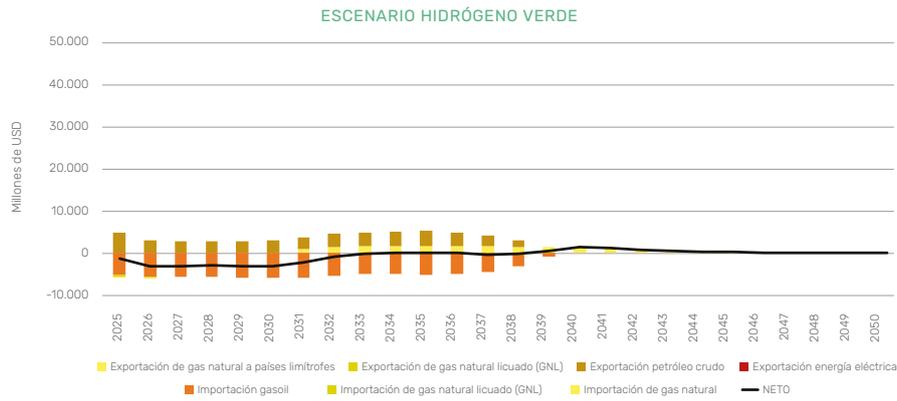


9. Proyecciones de precios elaboradas en base a:

(1) CAMMESA (2023). Informes y Estadísticas. Variables relevantes del MEM. (Datos de 2018 a 2023). Disponible en: <https://cammesaweb.cammesa.com/variables-relevantes-mem/>

(2) Secretaría de Energía (2024). Precios de Gas Natural - Res 1/2018. Disponible en: https://apps.energia.gov.ar/viz_3/pgas.php

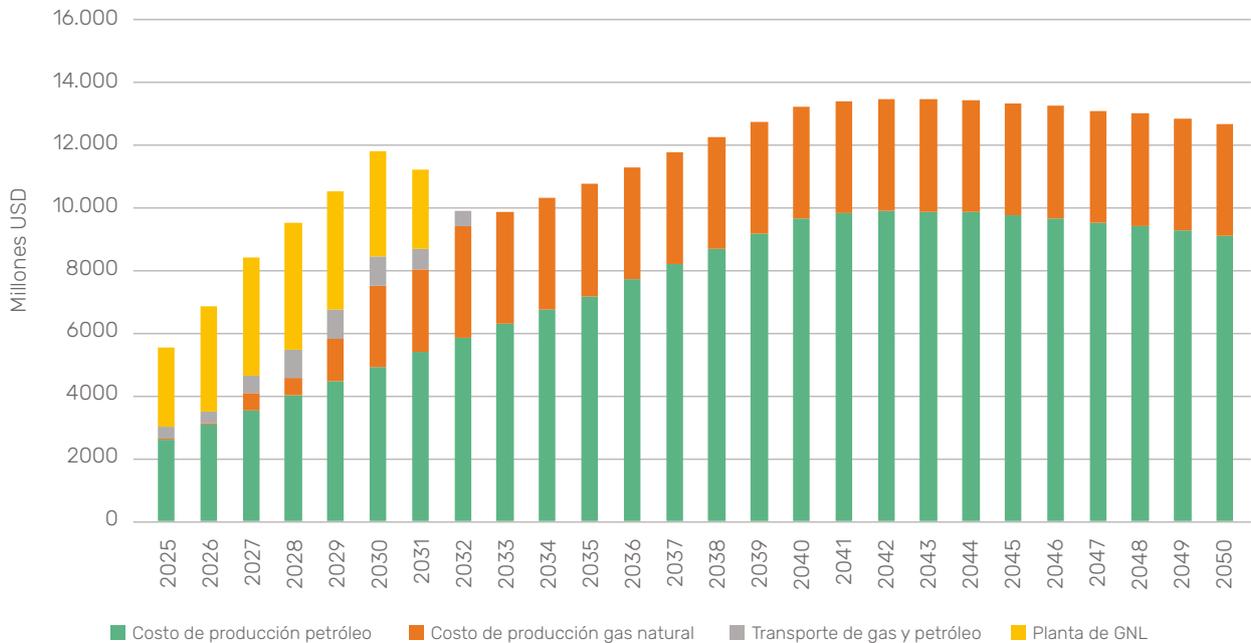
(3) Secretaría de Energía (2024). Regalías de Petróleo Crudo, Gas Natural, GLP, Gasolina y de Condensado. Disponible en: <http://datos.energia.gov.ar/dataset/regalias-de-petroleo-crudo-gas-natural-glp-gasolina-y-condensado>



La línea llena representa el valor neto de la Balanza Comercial Energética.
Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 16 se observa el alto nivel de exportaciones que se lograría en el Escenario Tendencial, llegando a los USD 50.000 millones anuales en 2050. Alcanzar este nivel de exportaciones requiere de inversiones específicas, incluyendo las necesarias para expandir la extracción de petróleo y gas no convencional, construir los ductos, como el oleoducto Vaca Muerta Sur, y otras obras complementarias para el transporte hasta los puertos correspondientes, y las plantas de producción de GNL. La Figura 17 muestra que para lograr esos niveles de exportación se deberá incurrir en costos promedio anuales estimados en USD 11.300 millones, alcanzando máximos cercanos a los USD 13.400 millones anuales.

FIGURA 17. COSTOS ASOCIADOS A LA EXPORTACIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL EN EL ESCENARIO TENDENCIAL



Fuente: Elaboración propia.

Por otra parte, el Escenario Electrificación muestra un potencial de exportación de energía cercano a los USD 4.000 millones anuales en promedio a partir de 2032, fundamentalmente de energía eléctrica a países limítrofes. El Escenario Biocombustibles indica niveles muy bajos de exportaciones e importaciones de energía¹⁰, mientras que el Escenario Hidrógeno Verde, cuya producción y uso en el transporte se inicia más adelante en el tiempo, sugiere valores altos de importación de gasoil hasta 2040 y de exportación de petróleo crudo por montos equivalentes en ese mismo período.

En cuanto a la importación de bienes de capital y bienes de uso, el sistema energético actual ha tenido que importar bienes por un total de USD 50.000 millones en los últimos ocho años (Cena Trebucq y French, 2024), fundamentalmente equipos para la extracción de hidrocarburos no convencionales y para la generación de energía eléctrica renovable y no renovable. Se prevé que el Escenario Tendencial continúe importando estos bienes en el futuro.

Los escenarios alternativos también requerirán la importación de bienes de capital y bienes de uso, fundamentalmente tecnologías para la generación de energía eléctrica renovable, para la producción de hidrógeno verde, y para algunas infraestructuras, como el sistema de carga de vehículos eléctricos en el caso específico del Escenario Electrificación. Estos escenarios también requerirán la importación de bienes en forma de artefactos, equipos y vehículos para el recambio necesario según sea el escenario. Sin embargo, se espera que el equipamiento y las tecnologías que será necesario importar en los primeros años de la transición sean luego sustituidos, en parte o en su totalidad, por equipamiento y tecnologías desarrollados y fabricados en el país.

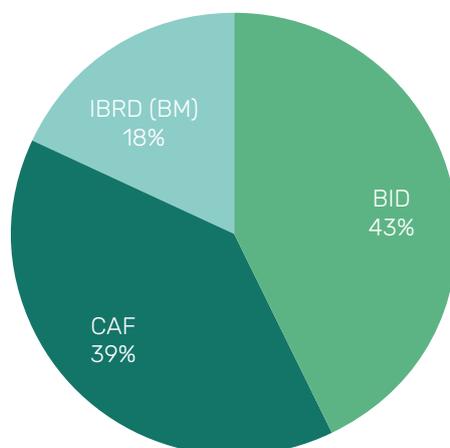
Financiamiento de la transición energética

El costo total para sostener un sistema energético operativo y en expansión permanente para proveer de energía a una población creciente que demanda, en promedio, más bienes y servicios por habitante, lo afronta la sociedad en su conjunto. Por un lado, a través de las tarifas de la energía eléctrica y de otros combustibles de uso final y, por otro, a través de los impuestos que recolecta el Estado nacional para subsidiar la producción y el consumo de energía en sus diversas formas. Sin embargo, tanto el Escenario Tendencial como la transformación del sistema energético planteada en los tres escenarios alternativos requieren financiamiento para hacer frente a las inversiones en materia de equipamiento e infraestructura necesarios durante la transición, y que no podrían abordarse en los tiempos requeridos a partir de tarifas y subsidios. Según sea el escenario, las inversiones necesarias varían entre USD 10.000 millones y USD 30.000 millones anuales, alcanzando picos de hasta USD 60.000 millones al año en el caso del Escenario Hidrógeno Verde.

En América Latina y el Caribe (ALC) y en los países en desarrollo en general, los bancos multilaterales de desarrollo han tenido un rol importante en los últimos años en relación al financiamiento de acciones que mitiguen las causas y los efectos del cambio climático, entre ellos la transformación de los sistemas energéticos (Fundación EU-LAC, 2018). La Figura 18 muestra la participación de bancos multilaterales de desarrollo en este financiamiento (Latindadd, 2021).

10. No se consideran aquí los posibles impactos en las exportaciones de soja y sus derivados.

FIGURA 18. PRÉSTAMOS POR LOS BANCOS MULTILATERALES DE DESARROLLO PARA ATENDER EL CAMBIO CLIMÁTICO EN ALC EN LOS ÚLTIMOS AÑOS



Fuente: Latindadd.

Más del 90% del financiamiento climático total recibido en ALC se canalizó a través de préstamos, principalmente del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) (43%), que fue el principal proveedor de financiamiento climático para los países de la región, seguido de cerca por el Banco de Desarrollo de América Latina y el Caribe (CAF) (39%). Ambas instituciones han ido cambiando gradualmente las condiciones de sus créditos hacia condiciones menos concesionales, lo que debe ser evaluado dada su condición de banca de desarrollo. Los préstamos que se otorgan a la región aumentan el endeudamiento de países que ya tienen niveles muy altos de deuda externa.

El país ha desarrollado la Estrategia Nacional de Financiamiento Climático Internacional para la República Argentina, donde establece que "...si bien las contribuciones nacionales del sector público y el sector privado aportarán una parte, el financiamiento internacional para la acción climática será esencial en el cumplimiento de estos objetivos" (Ministerio de Economía, 2023a). La cartera de la Argentina con organismos multilaterales, regionales y/o bilaterales de crédito ascendía, en diciembre de 2022, a un total de USD 29.883 millones para 223 proyectos. De este monto, el 60% corresponde a proyectos con impacto directo o indirecto en mitigación y/o adaptación al cambio climático. A modo de referencia, este monto cercano a los USD 18.000 millones equivaldría aproximadamente a las inversiones totales necesarias para los primeros dos años de la transición energética en cualquiera de los tres escenarios alternativos elaborados (Ministerio de Economía, 2023a).

Estos organismos internacionales de crédito sostienen que el financiamiento de la transición energética puede abordarse mejor mediante la previsibilidad de las políticas, y estableciendo estrategias claras y ambiciosas de energía limpia y una gobernanza sólida como "marco habilitante" para la llegada de inversiones directas del sector privado (IEA, 2021; CIF, 2022). Si bien la idea de crear los llamados "marcos habilitantes" (*enabling environments*) adecuados en los países en desarrollo tiene cierto grado de razonabilidad en tanto promueven el sostenimiento de "reglas de juego" estables en el tiempo, en muchos casos resultan ser un eufemismo para lograr reducir riesgos y garantizar un cierto nivel de rentabilidad de las inversiones a través de leyes y otras regulaciones. Estos organismos tampoco mencionan ni se involucran en apoyar el desarrollo local de tecnologías o, eventualmente, de transferir tecnologías a los países receptores del financiamiento para evitar exacerbar la ya existente dependencia tecnológica de los países en desarrollo (IPCCa, 2022).

Más allá de los organismos internacionales de crédito o las inversiones directas del sector privado, existen otros instrumentos económicos y financieros que podrían explorarse para cada inversión específica, algunos de ellos vinculados al llamado “financiamiento climático”. El panorama global del financiamiento climático es altamente fragmentado y complejo, e involucra múltiples vías, actores, instituciones e instrumentos, incluyendo los diversos fondos que componen el llamado Mecanismo Financiero de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC, por sus siglas en inglés).

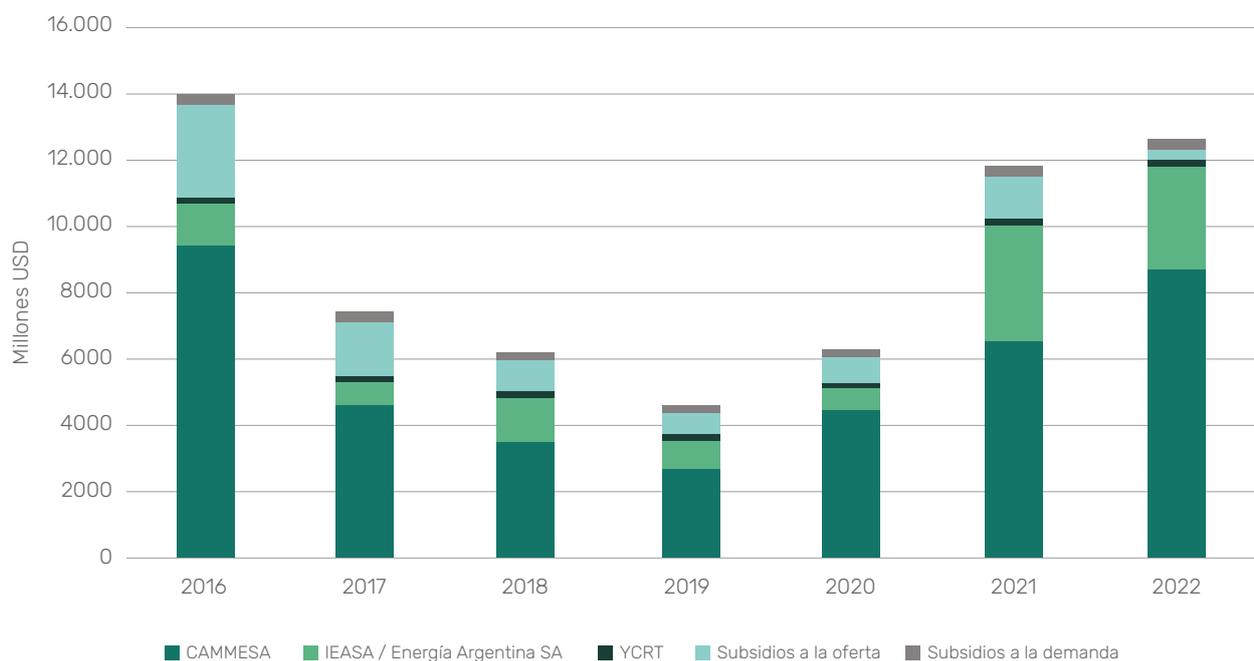
El financiamiento climático puede provenir de fuentes muy diversas: públicas o privadas, nacionales o internacionales, así como bilaterales o multilaterales. Algunas de ellas incluyen: bonos verdes, canjes de deuda, garantías, préstamos concesionales, subvenciones y donaciones (Anastasio, 2021; The Nature Conservancy, s/f). El acceso a estas fuentes de financiamiento suele ser técnica y administrativamente complejo y requerir tiempos prolongados hasta lograr el primer desembolso que dé inicio a la implementación del proyecto a financiar. En muchos casos se requiere también de cofinanciamiento por parte del país receptor, reduciendo así las ventajas de acceder a la fuente de financiamiento o haciéndola inaccesible.

A este conjunto de instrumentos se les suman los llamados “mercados de carbono”, tanto voluntarios como de cumplimiento obligatorio (ICAP, s/f). Estos mercados han sido establecidos como instrumentos económico-financieros para reducir o evitar emisiones de GEI en el artículo 6 del Acuerdo de París y, anteriormente, en el Protocolo de Kioto. La implementación de los mercados de carbono en el pasado ha sido controversial, desde las denuncias de fraude en la aplicación de las metodologías para determinar la elegibilidad de los proyectos, siguiendo por la doble contabilidad de las reducciones de emisiones, hasta los incentivos perversos que podrían haber llevado a algunos países a reducir la ambición de sus políticas climáticas y energéticas para poder financiar sus proyectos a través de la venta de “créditos” en los mercados de carbono (PNUMA, INTERPOL, 2012; Desafío energético, 2024; Business and Human Rights Resource Center, s/f; Carbon Market Watch, 2020).

A estos cuestionamientos se pueden agregar las consecuencias directas e indirectas de la monetización de las emisiones de carbono (Blanco, 2021). Por ejemplo, los desequilibrios en los precios de bienes y servicios y su impacto sobre el usuario final, que no dispone de opciones alternativas, el intercambio de créditos de carbono provenientes de fuentes de emisiones no compensables entre sí (Stapp *et al.*, 2023), y el desincentivo que puede representar para algunos países actuar fronteras adentro para reducir emisiones si les es posible comprar esas reducciones en el exterior (MAyDS, 2023; Lohmann, 2012).

El análisis detallado de las posibles fuentes y formas de financiamiento escapa a los alcances de este trabajo. La Argentina tendrá que encontrar el esquema de financiamiento para la transformación de su sistema energético que más la favorezca. Solo a fines ilustrativos, se puede mencionar que un redireccionamiento gradual de los actuales subsidios al sistema energético en la Argentina permitiría apalancar la transición hacia escenarios alternativos. Como muestra la Figura 19, entre 2016 y 2022 los subsidios a la energía fueron, en promedio, de aproximadamente USD 9.000 millones anuales; este monto es del mismo orden de magnitud que el de las inversiones anuales necesarias durante los primeros años de los escenarios alternativos, según sea el escenario.

FIGURA 19. EVOLUCIÓN DE LOS SUBSIDIOS A LA ENERGÍA EN LA ARGENTINA



Fuente: Cena Trebucq y French, 2024.

Un diseño adecuado de las políticas de tarifas y de subsidios a la energía facilitaría una distribución equitativa de los esfuerzos entre los diferentes estratos socioeconómicos de la sociedad para sostener el sistema energético. Con una planificación robusta y políticas públicas consensuadas sobre la transición energética se podría cambiar el actual destino de cada uno de estos subsidios para apalancar esa transición.

Comentarios finales

Del análisis realizado de los escenarios energéticos elaborados surgen algunos aspectos que merecen ser comentados aquí y profundizados en próximos trabajos.

En primer lugar, y en relación con el objetivo específico de este trabajo, se observa que los costos totales promedio anuales del sistema energético son similares para todos los escenarios durante los primeros años del período analizado, pero a medida que se avanza en el tiempo, dos de los escenarios alternativos –Electrificación y Biocombustibles– muestran costos totales anuales menores a los del Escenario Tendencial, aun considerando los potenciales activos varados.

En cuanto a las inversiones necesarias, los escenarios Electrificación y Biocombustibles requieren niveles de inversión superiores con respecto al Escenario Tendencial. Sin embargo, si a este escenario se le agregan las inversiones asociadas a la exportación de petróleo y gas, entonces las inversiones entre estos tres escenarios resultan similares. El Escenario Hidrógeno Verde presenta tanto costos totales como inversiones superiores al resto de los escenarios elaborados.

Estos resultados ponen en discusión la percepción habitual de que la transición hacia un nuevo sistema energético basado en recursos renovables presenta costos más altos que los necesarios para continuar con el sistema actual basado en combustibles fósiles.

Como ya se mencionó, el costo económico de un sistema energético es solo uno de los múltiples aspectos socioambientales, socioeconómicos y político-institucionales que se deberán evaluar y analizar para transitar un sendero virtuoso de sostenibilidad que permita alcanzar la carbono neutralidad en 2050. El camino a seguir es tan relevante como los objetivos a alcanzar.

Existen diversos caminos para alcanzar estos objetivos, y cada uno de ellos brinda soluciones alternativas a la producción y al consumo de energía, pero al mismo tiempo plantea nuevas problemáticas. Por este motivo, la transformación del sistema energético debe pensarse, diseñarse e implementarse bajo una mirada sistémica, que permita analizar las potenciales consecuencias de cada política, medida o proyecto específico integrando las diferentes dimensiones que hacen al desarrollo de una sociedad.

Una transformación hacia un sistema energético diversificado en recursos y tecnologías, y descentralizado en la producción de energía y en su gestión, facilitaría la integración de una mayor cantidad de actores a la toma de decisiones, favoreciendo el acceso a la energía, la creación de nuevos emprendimientos productivos, la generación de empleos y el desarrollo territorial, mitigando las consecuencias socioambientales negativas y potenciando las positivas, y con bajas o nulas emisiones de GEI, contribuyendo así a la sostenibilidad del propio sistema y a la del país en su conjunto.

La transformación de la demanda de energía en términos de equipos y tecnologías para el uso de nuevas formas de energía contribuiría a mejorar la calidad de vida en las ciudades, así como en zonas industriales y rurales. En particular, la electrificación de la demanda residencial contribuiría a mejorar la situación en materia de calefacción, cocción de alimentos y provisión de agua caliente sanitaria de los hogares que hoy no acceden al gas natural de red y consumen gas licuado de petróleo (GLP), o consumen leña u otros materiales combustibles, con los perjuicios a la salud que conlleva su uso en el interior de las viviendas, o simplemente no tienen acceso a la energía.

Por último, del análisis realizado se observa que, en los tres escenarios alternativos elaborados, las transformaciones del sistema energético alcanzan una magnitud sin precedentes que serán inalcanzables si no hay un cambio profundo en los patrones de consumo de energía, de bienes y de servicios en general. Además, estas transformaciones, que involucran directa o indirectamente a cada individuo, familia, empresa, institución y organismo público del país, requieren la aceptación racional y/o emocional de su necesidad y de sus implicancias, las cuales incluyen modificaciones de hábitos y comportamientos individuales y sociales y, en algunos casos, en todo el estilo de vida.

El modelo energético debe ser un reflejo del modelo de desarrollo al que se aspire como sociedad. A lo largo del último siglo el desarrollo basado en el crecimiento económico y material fue sustentado por el uso de petróleo y gas y de otros recursos primarios, con las consecuencias ya conocidas y que resultan insostenibles en el corto plazo. Por el contrario, un modelo de desarrollo equilibrado en todas sus dimensiones podría sostenerse a partir de un modelo energético diversificado y descentralizado, basado en múltiples recursos renovables y tecnologías, y en hábitos y comportamientos que conduzcan a un uso racional y equitativo de la energía.

Referencias

Anastasio, M. D. (2021). La configuración del financiamiento climático internacional: conceptos, mecanismos y fuentes de recursos. En *Ecogralia* - Año 5 - Primavera 2021. Disponible en: <http://ri.agro.uba.ar/files/download/revista/ecogralia/eg2021anastasiomariodaniel.pdf>

Banco Mundial, Serie PIB (USD a precios constantes de 2015). Disponible en: <https://datos.bancomundial.org/indicador/NY.GDP.MKTP.KD?locations=AR>

Blanco, G. (2021). El riesgo de mercantilizar la naturaleza. En *Revista Anfibia*. Disponible en: <https://www.revistaanfibia.com/riesgo-mercantilizar-naturaleza/>

Business and Human Rights Resource Center (s/f). Global: Investigación demostró que transnacional Verra está involucrada en fraude con créditos de carbono. Disponible en: <https://www.business-humanrights.org/de/latest-news/global-investigaci%C3%B3n-demostr%C3%B3-que-transnacional-verra-est%C3%A1-involucrada-en-fraude-con-cr%C3%A9ditos-de-carbono/>

CAMMESA (2023). Informes y Estadísticas. Variables relevantes del MEM (Datos de 2018 a 2023). Disponible en: <https://cammesa.com/variables-relevantes-mem/>

Caldecott, B., Howarth, N., & McSharry, P. (2013). Stranded assets in agriculture: Protecting value from environment-related risks. Disponible en: <https://www.smithschool.ox.ac.uk/sites/default/files/2022-04/Stranded-Assets-Agriculture-Report-Final.pdf>

Carbon Market Watch (2020). Carbon markets 101. Disponible en: <https://carbonmarketwatch.org/wp-content/uploads/2020/07/CMW-SPANISH-CARBON-MARKETS-101-THE-ULTIMATE-GUIDE-TO-MARKET-BASED-CLIMATE-MECHANISMS-FINAL-2020-WEB-1.pdf>

Cena Trebucq, M. y French, G. (2024). *Los subsidios a los combustibles fósiles 2022-2023. El embudo*. Fundación Ambiente y Recursos Naturales. Disponible en: <https://farn.org.ar/wp-content/uploads/2024/02/Los-subsidios-a-los-combustibles-fosiles-2022-2023.-El-embudo.-1.pdf>

Centro de Economía Internacional (CEI) (2024). Integración Gasífera entre la Argentina y Brasil. Oportunidades y desafíos para la cooperación energética regional. Centro de Economía Internacional. Ministerio de Relaciones Exteriores, Comercio Internacional y Culto.

CIF (2022). Enablers: The role of enabling environment in scaling up climate finance. Climate Investment Funds. Disponible en: <https://www.cif.org/knowledge-documents/enablers-role-enabling-environment-scaling-climate-finance>

Desafío energético (2024). Destapan fraude multimillonario en el mercado de bonos de carbono. En *Desafío energético*. Disponible en: <https://desafioenergetico.com.ar/contenido/819/destapan-fraude-multimillonario-en-el-mercado-de-bonos-de-carbono>

El Cronista (2024). "Petronas inicia con YPF la ingeniería del proyecto de GNL de u\$s 30.000 millones". En *El Cronista*. Disponible en: <https://www.cronista.com/negocios/petronas-inicia-con-ypf-la-ingenieria-del-proyecto-de-gnl-en-rio-negro-para-tomar-la-decision-final-de-inversion-en-2025/>

Fundación EU-LAC (2018). Financiamiento de la transición a energía renovable en la Unión Europea, América Latina y el Caribe. Fundación EU-LAC. Disponible en: https://eulacfoundation.org/es/system/files/eu-lac-energia-renovable-ve-vdigital-2_1.pdf

Futuro Sustentable (2024). El Gobierno autorizó los primeros envíos de gas de Vaca Muerta a Brasil. En *Futuro Sustentable*. Disponible en: <https://www.futurosustentable.com.ar/el-gobierno-autorizo-los-primeros-envios-de-gas-de-vaca-muerta-a-brasil/>

ICAP (s/f). Acerca de los sistemas de comercio de emisiones. Disponible en: <https://icapcarbonaction.com/es/acerca-de-los-sistemas-de-comercio-de-emisiones>

IEA (2021). Financing Clean Energy Transitions in Emerging and Developing Economies. International Energy Agency. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/financing-clean-energy-transitions-in-emerging-and-developing-economies>

IPCC (2022a). AR6. Working Group III. Chapter 16: Innovation, technology development and transfer. Disponible en: <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/chapter/chapter-16/>

IPCC (2022b). Mitigation of Climate Change. Disponible en: <https://www.ipcc.ch/report/sixth-assessment-report-working-group-3/>

Latindadd (2021). Análisis Del Financiamiento Climático Internacional En América Latina Y El Caribe, Desde Un Enfoque De Justicia Climática Y Financiera. Latindadd. Disponible en: <https://www.latindadd.org/wp-content/uploads/2021/06/Financiamiento-climatico.pdf>

Lohmann, L. (2012). Mercados de carbono: La neoliberalización del clima. Universidad Politécnica Salesiana. Quito. Ediciones Abya-Yala. Disponible en: <https://www.thecornerhouse.org.uk/sites/thecornerhouse.org.uk/files/Mercados%20de%20carbono%20FINAL.pdf>

MAyDS (2023). Estrategia Nacional para el Uso de los Mercados de Carbono. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, República Argentina. Disponible en: https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/2023/06/2023_estrategia_nacional_para_el_uso_de_los_mercados_de_carbono_en_argentina.pdf

Ministerio de Economía (2018). Argentina Energy Plan. Guidelines. Disponible en: https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/plan_energetico.pdf

Ministerio de Economía (2023a). Estrategia Nacional de Financiamiento Climático Internacional para la República Argentina. Disponible en: https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/estrategia_nacional_de_financiamiento_internacional_para_la_republica_argentina.pdf

Ministerio de Economía (2023b). Resolución 517/2023. Plan Nacional de Transición Energética al 2030. Anexo (IF-2023-70145558-APN-SSPE#MEC)

Ministerio de Economía (2023c). Resolución 518/2023. Lineamientos y Escenarios para la Transición Energética a 2050. Anexo I (IF-2023-70141327-APN-SSPE#MEC)

PNUMA, INTERPOL (2012). Carbono limpio, negocio sucio. Disponible en: <https://www.interpol.int/es/content/download/5158/file/Green%20Carbon.%20Black%20Trade%20-%20Illegal%20Logging.%20Tax%20Fraud%20and%20Laundering%20in%20the%20World%27s%20Tropical%20Forests%20ES.pdf>

Secretaría de Energía (s/f). Balance Energético Nacional – Serie 1990–2023. Disponible en: <https://www.argentina.gob.ar/econom%C3%ADa/energ%C3%ADa/planeamiento-energetico/balances-energeticos>

Secretaría de Energía (s/f). Balance Energético Nacional. Serie histórica – Indicadores. Actualizado al año 2023. Disponible en: <https://www.argentina.gob.ar/econom%C3%ADa/energ%C3%ADa/planeamiento-energetico/balances-energeticos>

Secretaría de Energía (2023). Balance Energético Nacional 2023. Disponible en: <https://www.argentina.gob.ar/econom%C3%ADa/energ%C3%ADa/planeamiento-energetico/balances-energeticos>

Secretaría de Energía (2024). Precios de Gas Natural - Res 1/2018. Disponible en: https://apps.energia.gob.ar/viz_3/pgas.php

Secretaría de Energía (2024). Regalías de Petróleo Crudo, Gas Natural, GLP, Gasolina y de Condensado. Disponible en: <http://datos.energia.gob.ar/dataset/regalias-de-petroleo-crudo-gas-natural-glp-gasolina-y-condensado>

Stapp, J., Nolte, C., Potts, M. *et al.* (2023). Little evidence of management change in California's forest offset program. En *Commun Earth Environ.* 331 (2023). <https://doi.org/10.1038/s43247-023-00984-2>. <https://www.nature.com/articles/s43247-023-00984-2>

The Nature Conservancy (s/f). Manual Estratégico para el Financiamiento Climático. Disponible en: https://www.nature.org/content/dam/tnc/nature/en/documents/latin-america/Playbook_ClimateFinance_Revision_21.09_ES_LR.pdf

Anexo I. Determinación de costos

La determinación de los costos del sistema energético en cada uno de los escenarios parte de la estimación de valores unitarios de costos para cada rubro analizado, incluyendo inversiones, costos nivelados de energía eléctrica y costos de producción de combustibles.

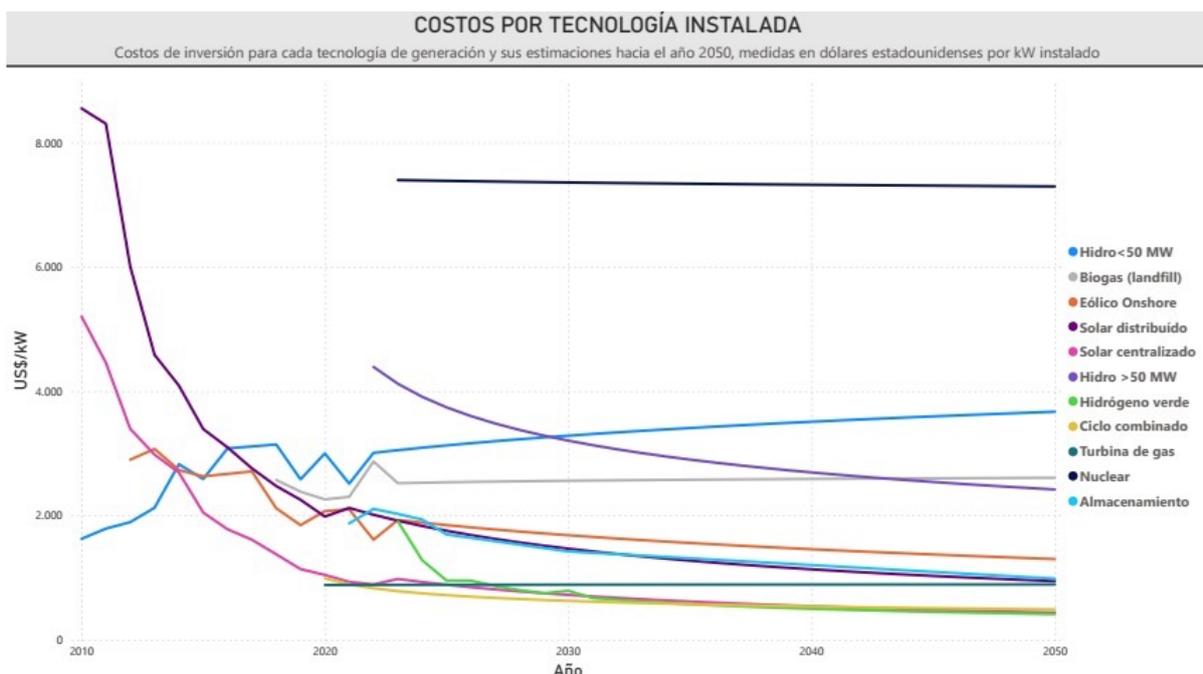
Estos costos unitarios surgen de una amplia revisión de fuentes de datos tanto nacionales como internacionales, considerando series históricas que permitieron analizar las tendencias pasadas y, a partir de ellas, estimar las futuras.

Se tuvieron en cuenta las “curvas de aprendizaje” que presentan las nuevas tecnologías, donde se observa un costo decreciente a medida que la tecnología es difundida y adoptada por mayor cantidad de usuarios y la producción se hace masiva, tendiendo el costo a un valor de equilibrio a medida que la tecnología alcanza la madurez. Este es el caso de, por ejemplo, la energía solar fotovoltaica, la energía eólica y el hidrógeno verde.

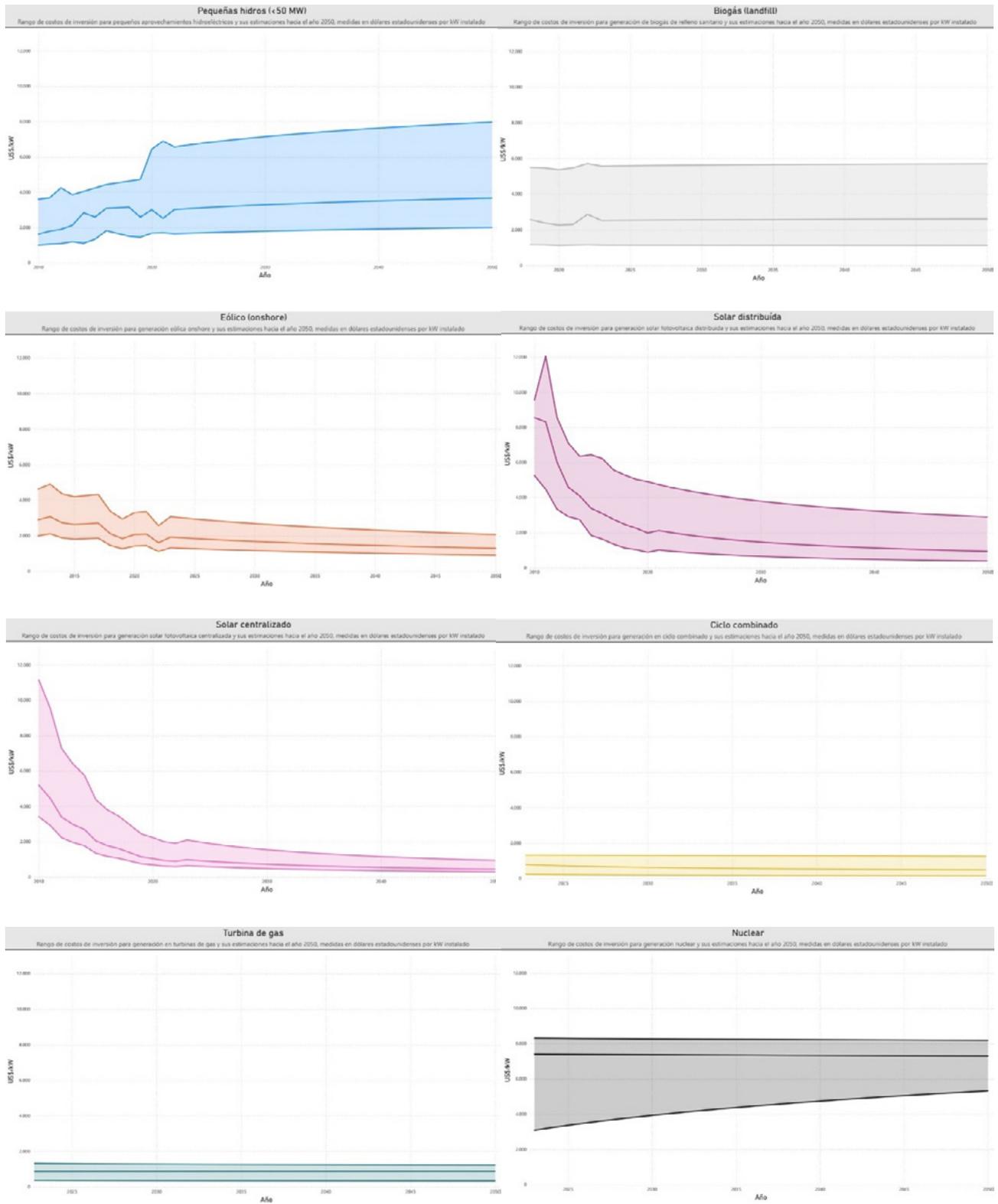
La consideración de fuentes de información diversa genera una cierta dispersión en los valores unitarios de costos a utilizar, y sumado a la proyección de estos valores en un horizonte futuro de 25 años, generan un grado de incertidumbre que se debe considerar. Por estas dos razones, para cada costo analizado se estableció un rango de valores. A continuación, se presenta cada uno de los rangos considerados.

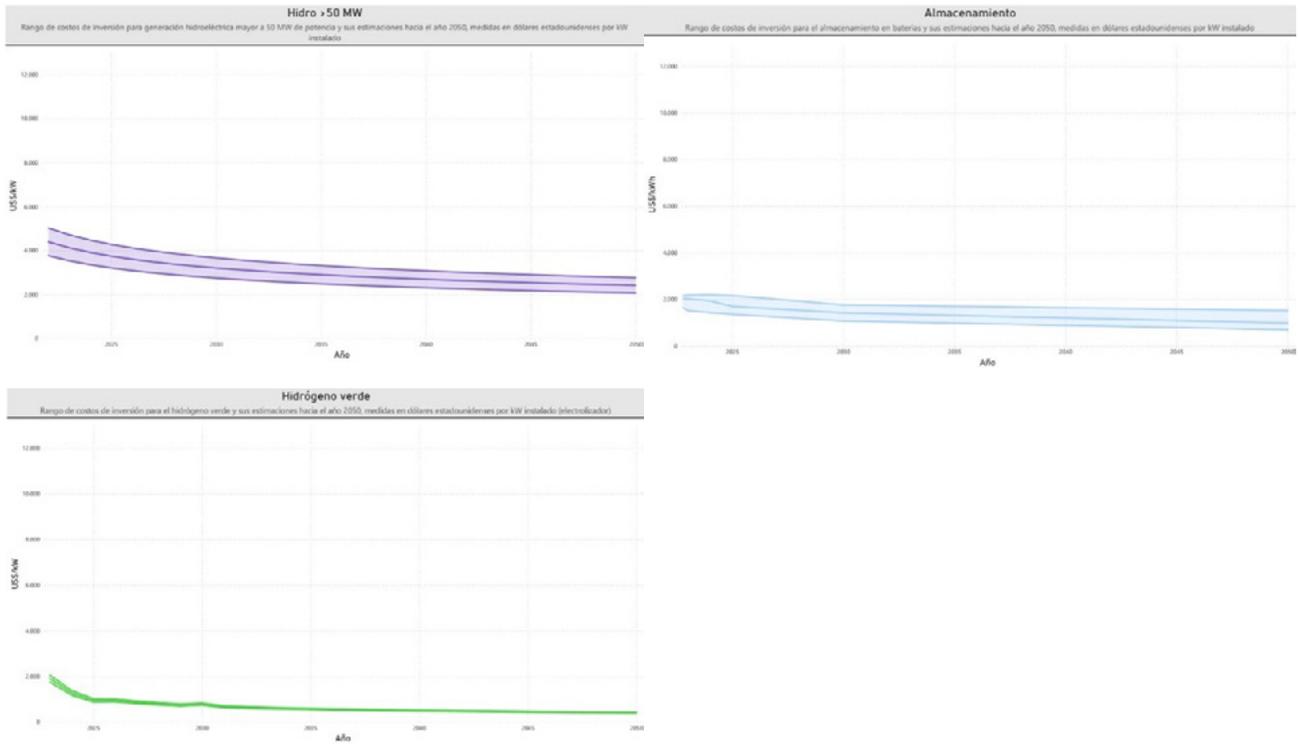
Proyección de los costos de inversión (costos de capital) para cada una de las tecnologías de generación eléctrica utilizadas para la evaluación de los escenarios energéticos elaborados

La primera figura muestra la proyección de los valores medios de costos de inversión para todas las tecnologías, permitiendo la comparación.



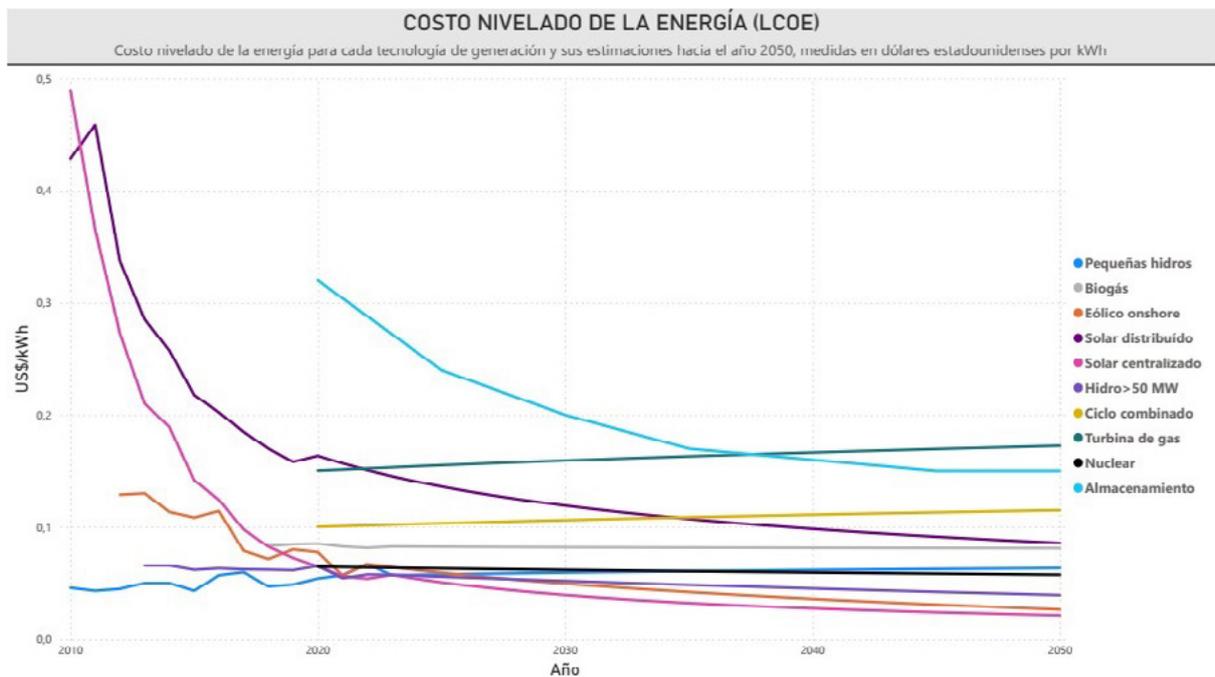
En las siguientes figuras se muestra el rango de incertidumbre de la proyección del costo de inversión para cada tecnología, individualmente.



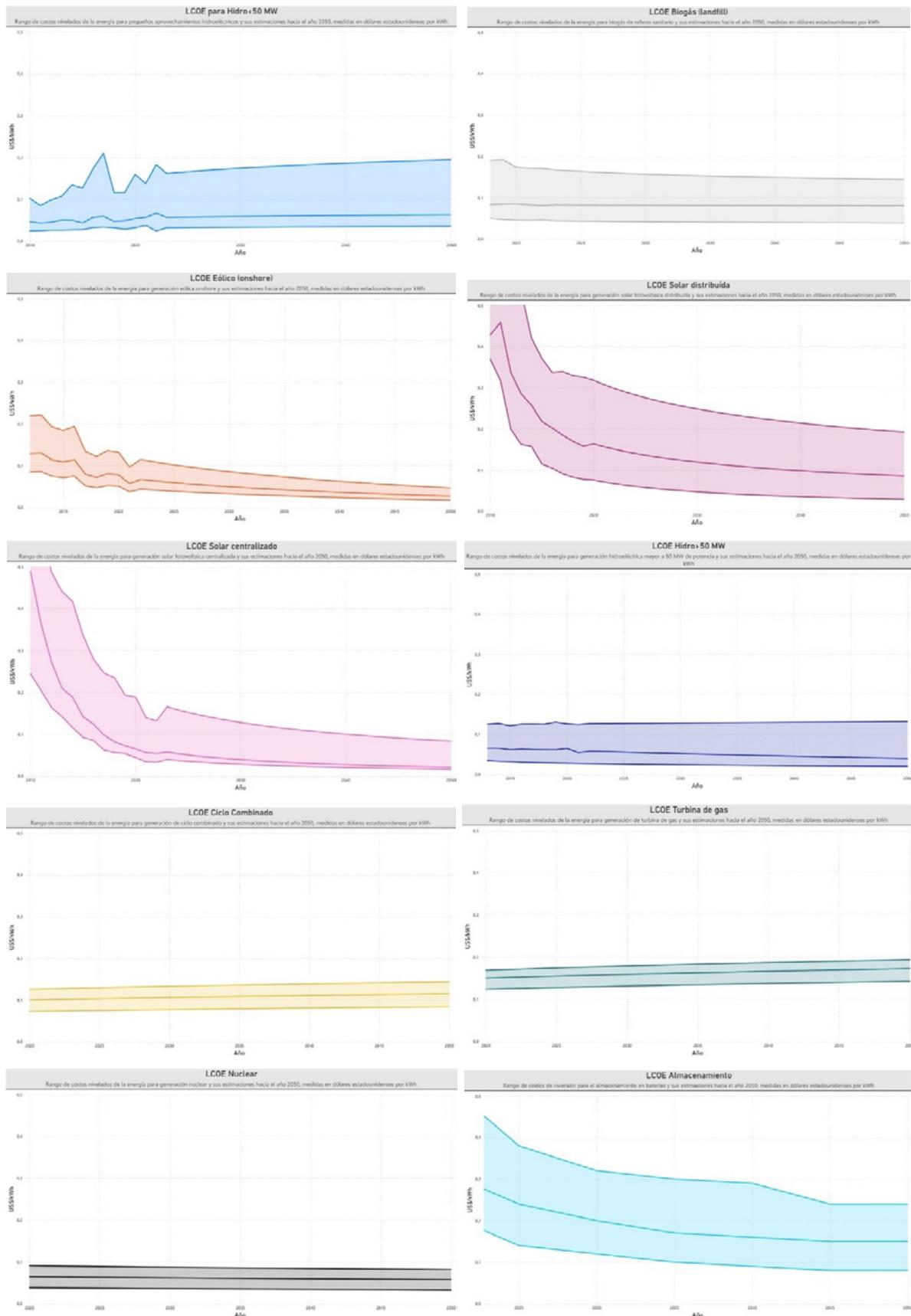


Proyección del costo nivelado de la energía eléctrica para cada una de las tecnologías de generación utilizadas para la evaluación de los escenarios energéticos elaborados

La primera figura muestra la proyección de los valores medios para todas las tecnologías, permitiendo la comparación.

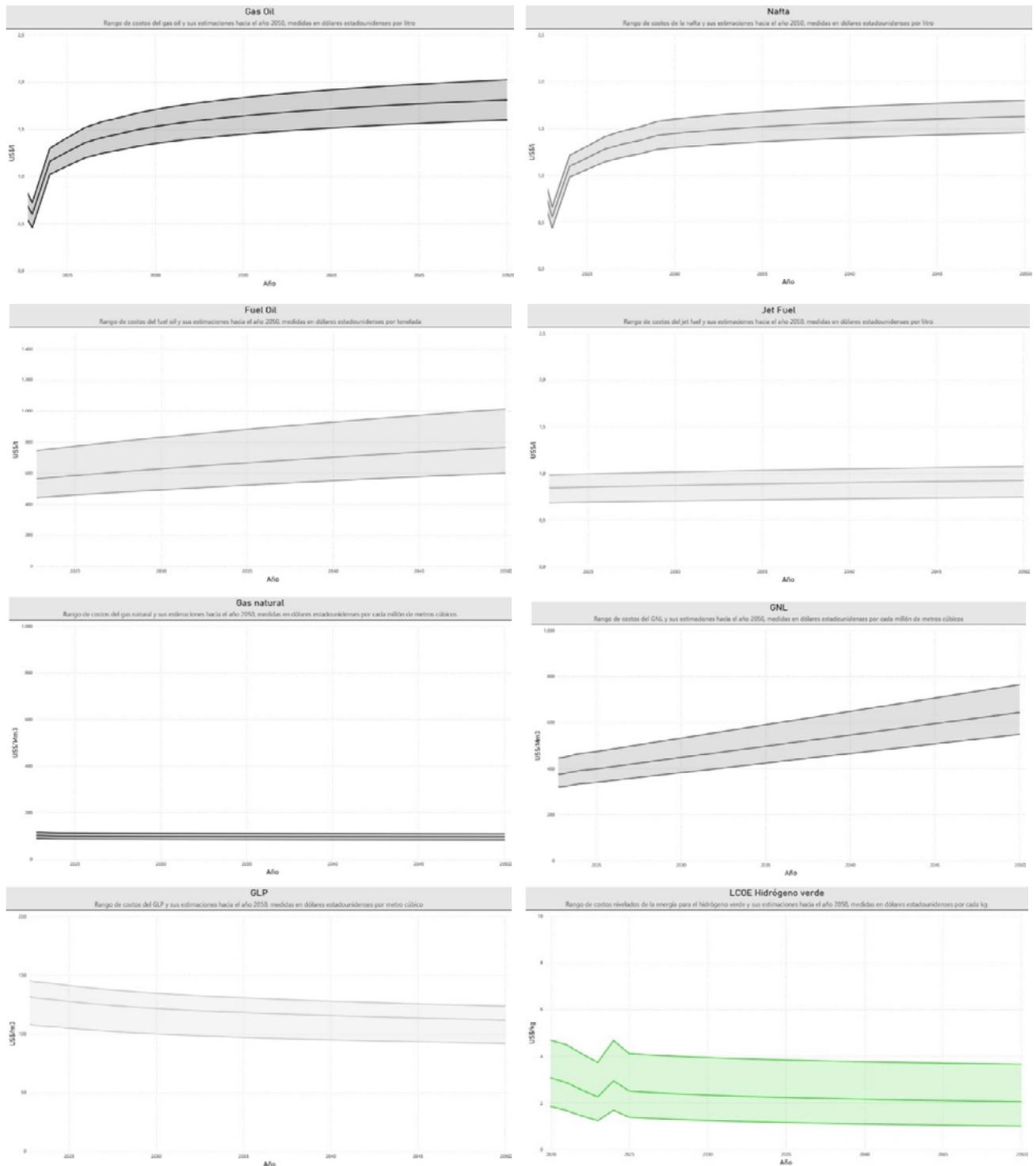


En las siguientes figuras se muestra el rango de incertidumbre de la proyección del costo nivelado de la energía para cada tecnología, individualmente.



Proyección de costos de combustibles para uso final utilizados en los escenarios energéticos elaborados

A continuación, se muestra el valor medio y el rango de incertidumbre del costo de cada combustible.



Referencias para la estimación de costos

Cole, W., Frazier, A. W., y Augustine, C. (2021). *Cost projections for utility-scale battery storage: 2021 update* (No. NREL/TP-6A20-79236). National Renewable Energy Lab (NREL), Golden, CO (Estados Unidos).

Department for Energy Security and Net Zero (2023). *Electricity Generation Costs 2023*. Gobierno del Reino Unido. Londres.

IEA (2020). *Outlook for biogas and biomethane - Prospects for organic growth*. International Energy Agency.

IEA (2023). *Projected Costs of Generating Electricity*. International Energy Agency.

IEA (2023). *World Energy Investment 2023*. International Energy Agency.

IRENA (2020). *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA (2023). *Renewable Capacity Statistics 2023*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA (2023). *Renewable power generation costs in 2022*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

IRENA (2023). *The cost of financing for renewable power*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2023.

Department for Energy Security and Net Zero (2023). *Electricity Generation Costs 2023*. Gobierno del Reino Unido. Londres.

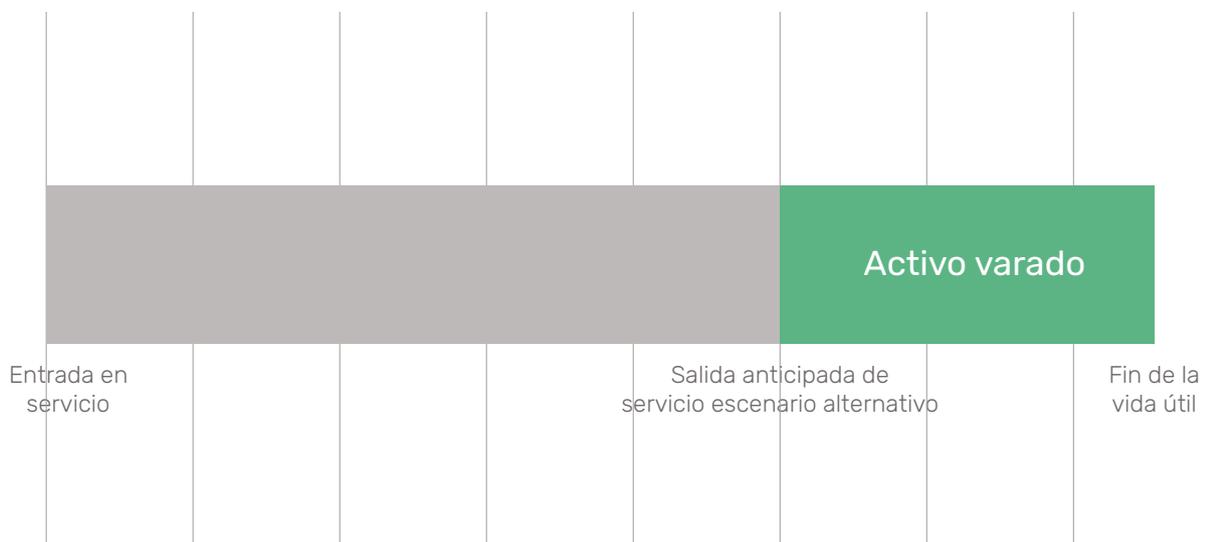
Anexo II. Estimación de activos varados

A continuación, se describe la metodología utilizada para estimar el valor de los activos que quedarían varados en los escenarios alternativos. Para ello se tuvieron en cuenta los costos de inversión presentados en el Anexo I y la capacidad que va quedando ociosa antes de finalizar su vida útil en cada escenario.

Los activos analizados incluyen las centrales termoeléctricas que utilizan combustibles fósiles como combustible principal, la infraestructura asociada al transporte de hidrocarburos –incluyendo gasoductos y oleoductos–, y las refinerías de petróleo.

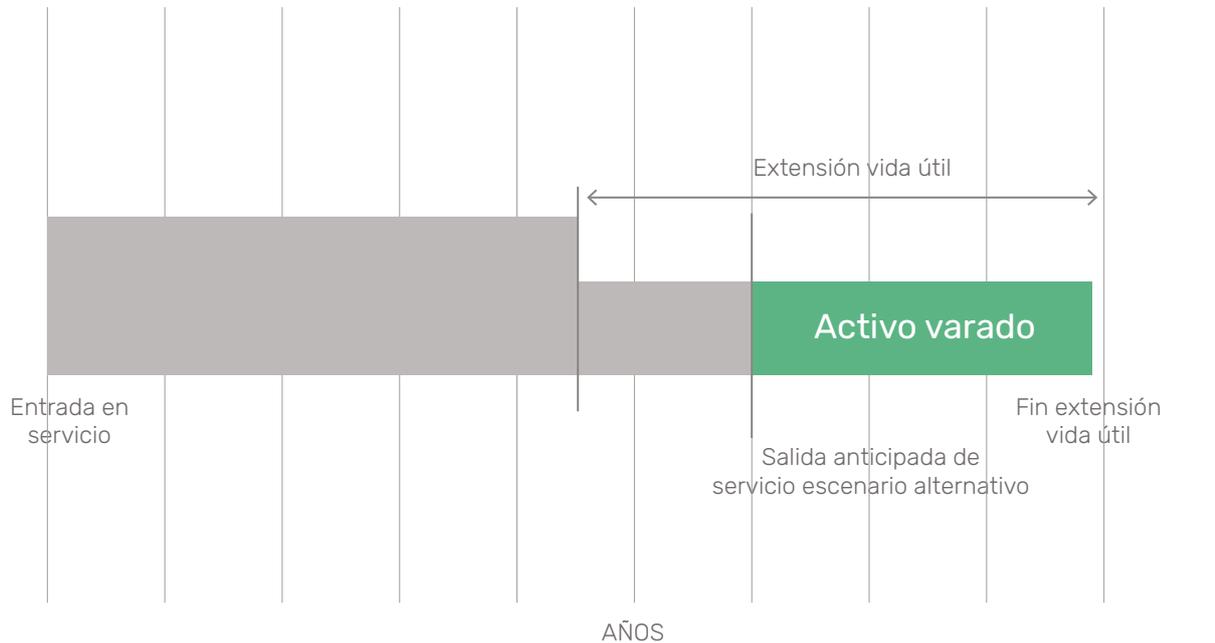
Para las centrales termoeléctricas se consideró como potencial activo varado la parte de la inversión que, se supone aquí, aun no ha sido amortizada por la salida de servicio anticipada de la central, antes de finalizar su vida útil. Esta situación se esquematiza en la figura a continuación.

ACTIVOS VARADOS - CENTRALES TERMOELÉCTRICAS



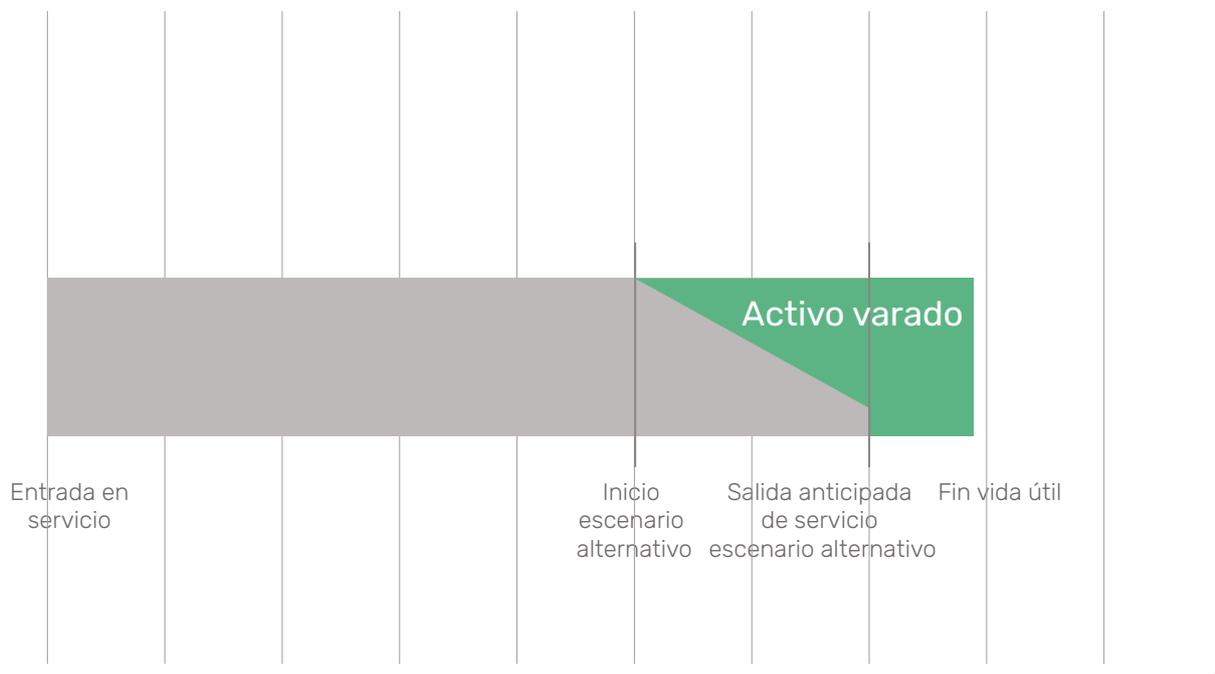
Puede ocurrir que las centrales continúen operativas después de finalizada su vida útil y se proyecte su salida de servicio unos años después. En este caso, se considera que para extender la vida útil por un período determinado (que puede ser igual a la mitad de su vida útil original) es necesaria una inversión proporcional a su inversión original. Si la central saliera de operación antes de terminar ese período de extensión de su vida útil, entonces también se generaría un activo varado proporcional a esos años de vida útil adicional que no serán aprovechados. Este caso se muestra en la siguiente figura.

ACTIVOS VARADOS - CENTRALES TERMOELÉCTRICAS CON EXTENSIÓN DE VIDA ÚTIL



Para la infraestructura destinada al transporte de hidrocarburos (gasoductos y oleoductos), así como para las refinerías, los activos varados fueron calculados considerando la capacidad de transporte que va quedando ociosa, gradualmente, a medida que se elimina el uso de combustibles fósiles antes de que culmine su vida útil. De esta manera el valor del activo varado es igual a la fracción de la inversión inicial proporcional a esa capacidad ociosa. Cuando el factor de utilización de la infraestructura analizada cae por debajo de un cierto rango mínimo operativo, se considera que el activo varado es igual al total de la inversión que no ha sido amortizada aún. Esta situación se esquematiza en la figura a continuación.

ACTIVOS VARADOS - DUCTOS Y REFINERÍAS



Este trabajo no incluye el análisis de los potenciales activos que pudieran quedar varados a partir del abandono gradual de los sistemas existentes de distribución de gas natural en las ciudades, pueblos y otros asentamientos urbanos.



Fundación Ambiente y Recursos Naturales

Tacuarí 32 - Piso 10 (C1173AAA) CABA - Argentina

www.farn.org.ar | info@farn.org.ar      /farnargentina