

NOTA TÉCNICA N° IDB-TN-03209

Análisis de costo-beneficio de escenarios de transición energética para la descarbonización del sector energía y transporte a 2050 en Panamá

Arturo Alarcón
Esperanza González
Ricardo Espino
Jairo Quiros
Silvio Binato
Nicolas Stern
Camila Ludovique
Luana Gaspar

Banco Interamericano de Desarrollo
División de Energía

Octubre 2025



Análisis de costo-beneficio de escenarios de transición energética para la descarbonización del sector energía y transporte a 2050 en Panamá

Arturo Alarcón
Esperanza González
Ricardo Espino
Jairo Quiros
Silvio Binato
Nicolas Stern
Camila Ludovique
Luana Gaspar

Banco Interamericano de Desarrollo
División de Energía

Octubre 2025

**Catalogación en la fuente proporcionada por la
Biblioteca Felipe Herrera del
Banco Interamericano de Desarrollo**

Análisis de costo-beneficio de escenarios de transición energética para la descarbonización del sector energía y transporte a 2050 en Panamá / Arturo Alarcón, Esperanza González, Ricardo Espino, Jairo Quiros, Silvio Binato, Nicolas Stern, Camila Ludovique, Luana Gaspar.

p. cm. — (Nota técnica del BID ; IDB-TN-03209)

Incluye referencias bibliográficas.

1. Climate changes-cost-Panama. 2. Climate change mitigation-Panama. 3. Energy transition-Panama. 4 Energy transition-Latin America. I. Alarcón, Arturo. II. González, Esperanza. III. Espino, Ricardo. IV. Quiros, Jairo. V. Binato, Silvio. VI. Stern, Nicolas. VII. Ludovique Camila. VIII. Gaspar, Luana. IX. Banco Interamericano de Desarrollo. División de Energía. X. Serie. IDB-TN-03209

Códigos JEL: Q40, Q41, Q42, Q47, Q48, Q50, Q54

Palabras clave: Panamá; Energía; Energía Sostenible; Transición Energética; Energía Renovable; Hidrógeno Verde; Mitigación del Cambio Climático; Análisis de Costo-beneficio.

<http://www.iadb.org>

Copyright © 2025 Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Esta obra se encuentra sujeta a una licencia Creative Commons CC BY 3.0 IGO (<https://creativecommons.org/licenses/by/3.0/igo/legalcode>). Se deberá cumplir los términos y condiciones señalados en el enlace URL y otorgar el respectivo reconocimiento al BID.

En alcance a la sección 8 de la licencia indicada, cualquier mediación relacionada con disputas que surjan bajo esta licencia será llevada a cabo de conformidad con el Reglamento de Mediación de la OMPI. Cualquier disputa relacionada con el uso de las obras del BID que no pueda resolverse amistosamente se someterá a arbitraje de conformidad con las reglas de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil (CNUDMI). El uso del nombre del BID para cualquier fin distinto al reconocimiento respectivo y el uso del logotipo del BID, no están autorizados por esta licencia y requieren de un acuerdo de licencia adicional.

Note que el enlace URL incluye términos y condiciones que forman parte integral de esta licencia.

Las opiniones expresadas en esta obra son exclusivamente de los autores y no necesariamente reflejan el punto de vista del BID, de su Directorio Ejecutivo ni de los países que representa.



ANÁLISIS DE COSTO-BENEFICIO DE ESCENARIOS DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA PARA LA DESCARBONIZACIÓN DEL SECTOR ENERGÍA Y TRANSPORTE A 2050 EN PANAMÁ



Autores:

Arturo Alarcón, Esperanza Gonzalez,
Ricardo Espino, Jairo Quiros, Silvio Binato,
Nicolas Stern, Camila Ludovique y Luana Gaspar



ÍNDICE

	RESUMEN EJECUTIVO	Pág. 8
1.	INTRODUCCIÓN	Pág. 18
1.1.	Antecedentes	Pág. 19
1.2.	Objetivos	Pág. 21
1.3.	Resultados	Pág. 24
2.	METODOLOGÍA	Pág. 28
2.1.	Análisis de sectores energía y transporte panameños	Pág. 29
2.2.	Análisis costo-beneficio	Pág. 33
2.3.	Modelos empleados por sector	Pág. 35
3.	PRINCIPALES RESULTADOS	Pág. 66
3.1.	Análisis del sector de transporte	Pág. 67
3.2.	Otros sectores energéticos	Pág. 80
3.3.	Análisis del sector de electricidad	Pág. 83
3.4.	Análisis costo-beneficio	Pág. 107
4.	CONCLUSIONES	Pág. 116
5.	RECOMENDACIONES	Pág. 122
6.	REFERENCIAS	Pág. 128
	ANEXO	Pág. 131
A.	Metodología de Toma de Decisiones Robustas	Pág. 132

LISTA DE ABREVIACIONES

ATE	Agenda de Transición Energética;
CEMCIT	Centro de Estudios Multidisciplinarios en Ciencias, Ingeniería y Tecnología;
DAMI	Desempeño, Acciones, Modelos e Incertidumbres;
ENACU	Estrategia Nacional de Acceso Universal;
ENGED	Estrategia Nacional de Generación Distribuida;
ENHIVE	Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde y Derivados de Panamá;
ENISIN	Estrategia Nacional de Innovación del Sistema Interconectado Nacional;
ENME	Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica;
ENUREE	Estrategia Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía;
ERNC	Energías Renovables No Convencionales
GEI	Gases de efecto invernadero;
H2V	Hidrógeno verde;
NDC	Contribución Nacionalmente Determinada;
PIB	Producto Interno Bruto;
RDM	Método de toma de decisiones robustas;
SNE	Secretaría Nacional de Energía.

RESUMEN EJECUTIVO

Esta nota técnica presenta un análisis de costo-beneficio de escenarios de transición energética para la descarbonización del sector energía y transporte a 2050 en Panamá. El análisis fue realizado por un equipo de consultores contratado por el Banco Interamericano de Desarrollo, entre marzo de 2023 y julio de 2024, con un proceso participativo que incluyó a los principales actores del sector energético panameño. Los resultados del análisis pretenden informar la toma de decisiones, y contribuir al proceso de transición que Panamá ya ha iniciado.

Contexto

La República de Panamá se ha comprometido a contribuir a la lucha global contra el cambio climático al ratificar el Acuerdo de París en el 2020. Según las Naciones Unidas, limitar el calentamiento global es crucial, y el Acuerdo de París de 2015 establece compromisos para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y mantener el aumento de la temperatura global por debajo de 1.5-2°C. En este marco la Secretaría Nacional de Energía (SNE) de Panamá está impulsando la descarbonización energética del país mediante la Agenda de Transición Energética (ATE), apoyada por sus Estrategias, la cual propone una visión de largo plazo para descarbonizar los sectores de energía y transporte. Las Estrategias Nacionales de Panamá complementan la ATE con un enfoque sectorial y metas específicas:



Estrategia Nacional de Acceso Universal (ENACU): Implementar tecnologías innovadoras y empoderar comunidades para universalizar el acceso a la energía.



Estrategia Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía (ENUREE): Desarrollar normas técnicas y mecanismos financieros para mejorar la eficiencia energética y hacer accesibles estos recursos.



Estrategia Nacional de Generación Distribuida (ENGED): Fomentar la generación distribuida para diversificar la matriz energética, reducir emisiones de Gases de efecto invernadero (GEI) y descentralizar el servicio eléctrico.



Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica (ENME): Incrementar el porcentaje de vehículos eléctricos y reducir la huella de carbono del sector transporte.



Estrategia Nacional de Innovación del Sistema Interconectado Nacional (ENISIN): Modernizar el Sistema Interconectado Nacional para integrar energías renovables y mejorar su seguridad y confiabilidad.



Estrategia Nacional de Hidrógeno (ENHIVE): Posicionar a Panamá como líder en hidrógeno verde (H2V) mediante políticas y marcos regulatorios que fomenten la inversión en almacenamiento y producción de hidrógeno.

Además, Panamá se ha comprometido a reducir sus emisiones totales del sector energético en al menos un 11.5% para 2030 y un 24% para 2050¹. En el sector eléctrico, el país aspira a que el 30% de la capacidad instalada en 2050 (y el 15% en 2030) provenga de fuentes renovables no convencionales, como la energía solar, eólica y biomasa.

¹ República de Panamá. (2020). Segunda Contribución Determinada a Nivel Nacional (CDN2).



Es en este contexto, este estudio evaluó la implementación de las metas establecidas en la ATE y sus estrategias nacionales. El estudio realizó un análisis costo-beneficio y económicos con el objetivo de evaluar la implementación de políticas públicas para la transición energética y descarbonización de los sectores de energía y transporte en Panamá hacia 2050, incluyendo todas las actividades económicas relacionadas con el uso de recursos renovables y no renovables para la producción, transporte, entrega y consumo de energía en sus diversas formas (i.e. electricidad, calor y combustibles). Con esta metodología, se evaluó si los beneficios de la ATE superan los costos de su implementación, con énfasis en analizar detalladamente los costos y beneficios, tanto económicos como para el país en diversos escenarios de implementación de las precitadas agendas y estrategias de transición energética.

Metodología

La metodología general del estudio se basó en la metodología de Toma de Decisión Robusta (RDM, por sus siglas en inglés)^{2,3}, un método iterativo que identifica estrategias robustas ante futuros inciertos. RDM es ideal para evaluar y diseñar estrategias de largo plazo sujetas a alta incertidumbre futura y la relevancia de incorporar la visión de múltiples contrapartes. El enfoque de trabajo fue iterativo y colaborativo, involucrando a actores clave mediante talleres y reuniones técnicas.

² Lempert, R.J. (2019). Robust Decision Making (RDM). In: Marchau, V., Walker, W., Bloemen, P., Popper, S. (eds) Decision Making under

³ Quiros-Tortos, J. (2024). Using Robust Decision-Making to Develop Long-Term Strategies: A Practical Guide. 2050 Pathways Platform. https://2050pathways.org/wp-content/uploads/2024/09/2050PP_RDMReport_FINAL092624Pages.pdf

Los análisis de costo-beneficio se realizaron empleando modelos sectoriales que consideran las interacciones entre los sectores de transporte, electricidad, residencial, comercial e industrial. Este trabajo se enriqueció con reuniones periódicas con actores clave de la economía panameña, funcionarios gubernamentales, expertos del Centro de Estudios Multidisciplinarios en Ciencias, Ingeniería y Tecnología (CEMCIT) y equipos técnicos del BID, lo que permitió una construcción colaborativa de los modelos, mejorando métricas y modelando incertidumbres que podrían influir en los resultados del análisis costo-beneficio y de las acciones de descarbonización.

La modelación para los análisis costo-beneficio de las estrategias de descarbonización consistió en desarrollar dos casos de los sistemas de energía y transporte de Panamá: (i) un caso base, que no considera la implementación de las metas (acciones) de la ATE y considera supuestos “*business as usual*”; y (ii) un caso de descarbonización en que se implementan las acciones (metas) de la ATE y sus Estrategias Nacionales. A su vez, el caso de descarbonización consideró tres tipos de variantes en función de la inserción de la producción de hidrógeno verde (H2V) con base en la ENHIVE, los cuales fueron denominados de la siguiente manera:



Caso de descarbonización “nacional”: considera las metas de la ATE y supuestos ajustados a la transición energética y los requerimientos de electricidad para la producción de H2V únicamente para el sector de transporte nacional;



Caso de descarbonización “internacional”: corresponde al caso de descarbonización nacional más requerimientos de electricidad para la producción de H2V para el sector de transporte nacional e internacional;



Caso de descarbonización “exportación”: corresponde al caso de descarbonización internacional más metas de la ENHIVE, que considera excedentes con respecto a los requerimientos para la producción de H2V para descarbonizar las actividades nacionales e internacionales del sector de transporte. Este caso asume además que existiría exportación de H2V y/o derivados, según las metas de la ENHIVE.

La separación de estos tres casos fue necesaria, dado el peso específico que la producción de H2V, y las metas de la ENHIVE, tienen en el análisis costo beneficio. De esta manera se logró tener conclusiones relevantes para otros sectores.

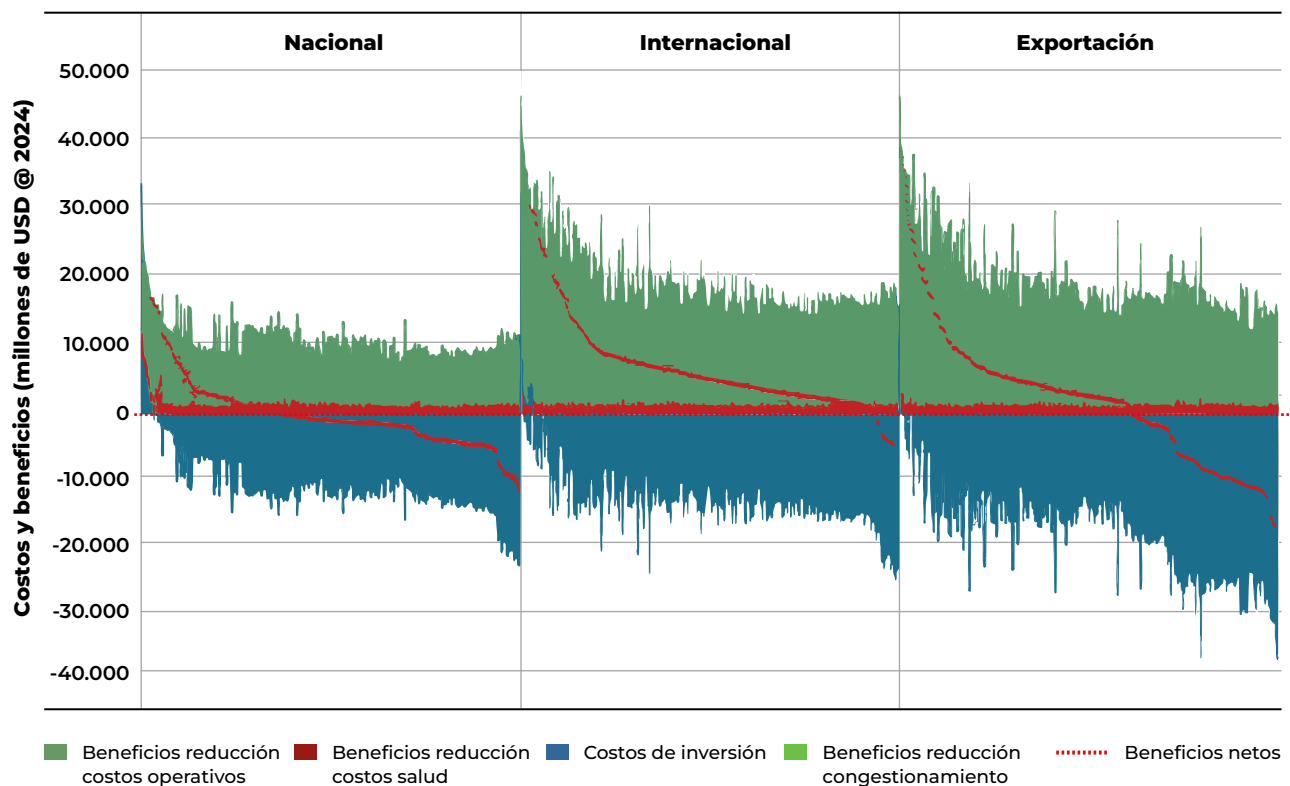
Las métricas utilizadas para cuantificar las evaluaciones incluyen los costos de inversión en el sector transporte, generación distribuida, eficiencia energética, nuevas centrales de generación y electrolizadores para la producción de hidrógeno. También se evaluó la creación de empleos para el sector electricidad. Se calcularon las diferencias en estas métricas comparando los casos de descarbonización con el caso base. De manera similar, los beneficios se calcularon en función de las diferencias en los costos operativos, costos evitados en salud y costos evitados en tránsito entre el caso de descarbonización y el caso base.

Resultados

Los resultados obtenidos, cuando se comparan los casos de descarbonización y el caso base en términos de sus costos y beneficios, revelan que el sector de transporte resulta clave. Se observa que en dicho sector se proyectan ahorros derivados principalmente de la transición temprana hacia vehículos eléctricos, el uso aumentado de transporte público, la implementación del teletrabajo, las ganancias de eficiencia, y la transición al uso de hidrógeno verde y sus derivados. En particular, como se aprecia en la **figura 1** el principal beneficio corresponde a las reducciones de los costos operativos, principalmente la reducción de los costos en combustibles fósiles por la electrificación de la flota vehicular. En menor medida se registran también beneficios por costos evitados en la salud y el congestionamiento vehicular.

Figura 1

Costos y beneficios por caso de descarbonización respecto al caso base; valores descontados @2024⁴.



Fuente: Elaboración propia.

⁴ Tasa de descuento del 12% anual.

Considerando todos los escenarios desarrollados, en promedio los resultados indican que el sector transporte es responsable de más del 80% de las emisiones de dióxido de carbono equivalente (CO₂e) y concentra el 84% de los beneficios por la reducción de costos operativos. El transporte público es clave en el proceso de descarbonización, más allá de su electrificación. El aumento del uso del transporte público puede tener un impacto significativo en la reducción de emisiones y costos operativos, ya que disminuye la dependencia de vehículos privados y fomenta una movilidad sostenible.

Aunque la descarbonización del transporte en Panamá requiere de inversiones iniciales del orden de los USD 1,300 Millones en valor presente al año 2024 (tasa de descuento del 12%), los beneficios a largo plazo, tanto económicos como ambientales y sociales, compensan estas inversiones, pues se obtienen ahorros entre USD 11,000 y USD 33,000 Millones⁵. No obstante, es crucial señalar que parte de las inversiones necesarias para cumplir con las actividades del sector transporte se transfieren al sector eléctrico y a la innovación en nuevos combustibles, como los combustibles sintéticos. Esto ejemplifica la complejidad de un análisis de un proceso de transición energética, donde existe cada vez mayor convergencia entre los sectores de transporte y el de energía.



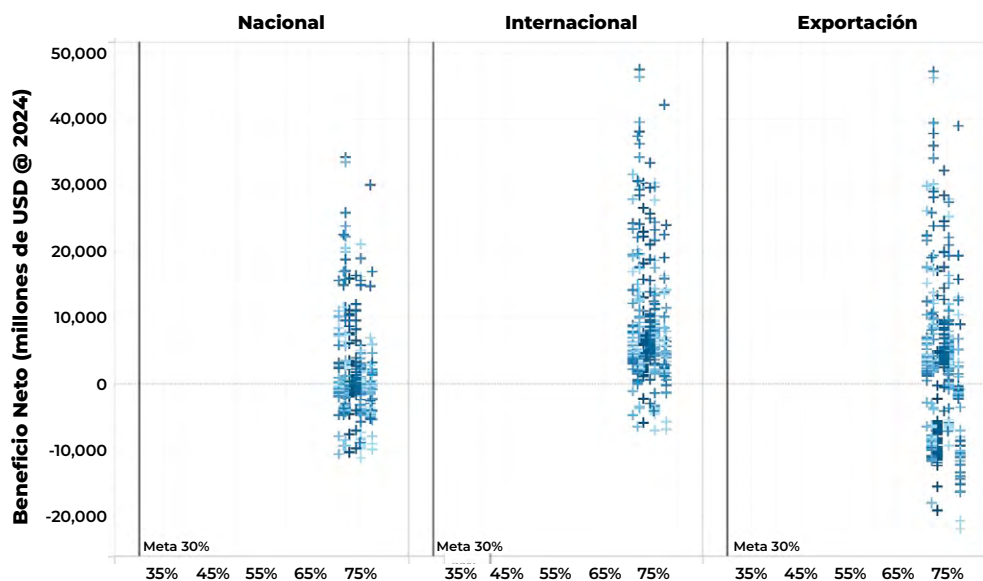
⁵ Valores que dependen claramente del caso de descarbonización que se esté considerando (nacional, internacional o exportación). Valores descontados al año 2024 a la tasa del 12% sin detraer de estos beneficios los gastos incrementales de la energía eléctrica que pasaría a consumir la flota de vehículos eléctricos por incorporación de estos al parque automotor.

Cuando se comparan los casos base y descarbonización, se alcanza en promedio una demanda adicional de 2,000 GWh al año en 2050, por efectos de la electrificación del sector transporte. Es decir, la demanda del sector transporte es transferida al sector de electricidad. Como resultado de la aplicación de las acciones de descarbonización de la ATE, se espera que la demanda final del sector eléctrico se incremente significativamente debido a la electrificación del transporte y de los otros sectores energéticos (comercial, industrial y residencial). Se prevé una mayor electrificación en los sectores comercial, industrial y residencial, alcanzando un incremento entre 4,000 y 6,000 GWh en su conjunto. El sector comercial podría experimentar un aumento de entre 3,000 y 5,000 GWh, reduciendo las emisiones de CO₂e en un 19%.

En el caso de descarbonización, la participación en la matriz energética de fuentes renovables no convencionales (solar y eólica principalmente) será predominante, alcanzando entre 70% a 78% de la capacidad instalada (**figura 2**) según el caso de análisis⁶. Ello anticipa la necesidad de inversiones en energías renovables, redes eléctricas y sistemas de almacenamiento, con costos operativos que tienden a disminuir inicialmente debido a la entrada en operación de energías renovables.

Figura 2

Participación de fuentes renovables no convencionales (solar y eólica) y beneficio neto descontados @2024⁷ por caso de descarbonización.



Fuente: Elaboración propia.

⁶ Este tipo de nivel de inserción para fuentes renovables no convencionales, como la solar y eólica, requerirá un análisis de la red de transmisión, aspecto que no ha sido parte del presente estudio.

⁷Tasa de descuento del 12% anual.

Los resultados del análisis integrado de todos los sectores indica que las estrategias de descarbonización reducen las emisiones en el 100% de los escenarios frente al caso base. En términos de costo-beneficio neto, bajo el Escenario ATE los beneficios superan a los costos en los tres casos (nacional, internacional y exportación). Al considerar la totalidad de los escenarios evaluados (combinaciones de incertidumbre), la proporción de costo-beneficio positivo es 37% en el caso nacional, 93% en el internacional y 73% en el de exportación. En conjunto, la descarbonización de los sectores de energía y transporte resulta beneficiosa, especialmente con alta participación de energías renovables y electrificación del transporte. La implementación de la ATE podría generar entre 17,000 y 66,000 empleos estimados en energías renovables del sector eléctrico hacia 2050.

Recomendaciones

Los análisis costo-beneficio sugieren que Panamá debería incentivar las fuentes de energía solar y eólica, ya que son las más eficientes económicamente para satisfacer la demanda creciente, con bajas emisiones. Además, se recomienda revisar las metas de inserción de estas fuentes en la matriz energética, ya que los escenarios analizados muestran una posible inserción superior al 40%, superando las metas actuales del 15% para 2030 y del 30% para 2050. En resumen, Panamá puede aumentar su ambición en la participación de fuentes renovables para descarbonizar su economía.

Con respecto a las decisiones de inversión, los resultados muestran que las inversiones en proyectos hidroeléctricos ocurren en escenarios de alta demanda, como una fuente de energía renovable costo-efectiva. Por lo tanto, es recomendable asegurar su implementación si la demanda aumenta significativamente y realizar nuevos estudios para actualizar y desarrollar el potencial hidroeléctrico del país.



La ATE destaca que la generación distribuida es clave para descarbonizar el país. Los resultados del análisis corroboran este punto, e indican que una mayor integración de generación distribuida contribuirá a los compromisos de descarbonización del país. En este sentido, las conclusiones del estudio apuntan a que es necesario que se realicen estudios técnicos para asegurar la viabilidad y estabilidad de la red con altos niveles de penetración de generación distribuida. Los resultados indican que una mayor integración de generación distribuida contribuirá a los compromisos de descarbonización del sector energético de Panamá y al cumplimiento de los compromisos adquiridos con la firma del Acuerdo de París.

En cuanto a la meta de inserción de Sistemas de Almacenamiento (Baterías) del 5% de la demanda máxima, según la ATE, los resultados del estudio indican que esta cifra podría estar subestimada. Los datos muestran que la inserción óptima de sistemas de baterías es significativamente mayor. Por ello, se recomienda incrementar las metas de integración de esta solución en el sistema eléctrico del país, acompañada de una mayor incorporación de fuentes de generación intermitentes.

Con respecto al sector transporte, el estudio sugiere la penetración de vehículos eléctricos e infraestructura de recarga para obtener los beneficios socioeconómicos descritos. A 2030, el país debería procurar alcanzar una penetración superior al 20% en las ventas de vehículos eléctricos y contar con una estación de recarga por cada 30 vehículos eléctricos. También se identificó la relevancia de contar con un transporte público eléctrico (metro y autobuses eléctricos) y aumentar su uso en cinco veces la cifra actual, alcanzando aproximadamente 1,400 millones de pasajeros anuales.

Para el transporte pesado por carretera, aviación y marítimo, se recomienda fomentar el uso de hidrógeno verde y sus derivados. Se proyecta una demanda de 102.3 mil toneladas anuales a nivel nacional y hasta 838.8 mil toneladas anuales a nivel internacional para 2050, cubriendo el 40% del transporte marítimo internacional en Panamá, consolidando el país como centro logístico clave para el suministro de hidrógeno verde a nivel global. Para el efecto es esencial establecer marcos regulatorios que fomenten la inversión en esta tecnología y priorizar la inversión en su infraestructura.



Conclusión

En conclusión, los resultados del análisis destacan el potencial transformador de las estrategias de descarbonización en Panamá, especialmente en los sectores de transporte y energía. Estas estrategias no solo permiten reducir significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero, sino que también generan beneficios económicos, sociales y ambientales que superan ampliamente los costos iniciales. La electrificación del transporte, junto con una mayor participación de fuentes renovables en la matriz energética, es clave para alcanzar estas metas, al tiempo que promueve un desarrollo más sostenible. Sin embargo, se requiere una planificación integral que incluya inversiones estratégicas, ajustes en las políticas fiscales y la creación de marcos regulatorios que impulsen tecnologías emergentes como el hidrógeno verde y los sistemas de almacenamiento de energía. Finalmente, el compromiso coordinado entre los sectores público y privado será esencial para consolidar a Panamá como líder en transición energética y sostenibilidad, al tiempo que se garantiza el equilibrio macroeconómico y la equidad social.



REGRESAR
AL INDICE

1.

INTRODUCCIÓN



1.1. Antecedentes



A nivel global, eventos extremos como sequías prolongadas, inundaciones debido a altas precipitaciones, y otras catástrofes están claramente asociados al cambio climático⁸. Estos eventos provocan la pérdida de vidas, alteraciones en la flora y fauna, y pérdidas económicas significativas para los países afectados. Para limitar el calentamiento global, el Acuerdo de París (2015) ha sido ratificado por muchos países, incluido Panamá, con el objetivo de limitar el aumento de la temperatura global a 1.5 - 2°C, por encima de los niveles preindustriales.



⁸ Según las Naciones Unidas, el cambio climático se refiere a cambios significativos y duraderos en los patrones climáticos globales, principalmente debido al aumento de las temperaturas.

Panamá reconoce, en su Contribución Nacionalmente Determinada (NDCs), al cambio climático como una amenaza significativa y se compromete a contribuir en la reducción de emisiones, a pesar de ser un sumidero neto de carbono. A través de la SNE y la ATE, el gobierno impulsa la descarbonización energética con una visión a largo plazo (2030 y 2050) para los sectores de energía y transporte, en línea con la actualización de las NDCs presentadas en 2020. Los lineamientos de la ATE se encuentran contenidos en los siguientes documentos con referencia al sector energético y de transporte:



Estrategia Nacional de Acceso Universal (ENACU),



Estrategia Nacional de Generación Distribuida (ENGED),



Estrategia Nacional de Innovación del Sistema Interconectado Nacional (ENISIN)



Estrategia Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía (ENUREE),



Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica (ENME)



Estrategia Nacional de Hidrogeno (ENHIVE)



1.2. Objetivos



Este estudio tiene como objetivo analizar las medidas de la ATE de Panamá y sus Estrategias Nacionales. En particular, se enfoca en un análisis de costos y beneficios económicos, de escenarios para su implementación. El análisis abarca los sectores de transporte, electricidad, residencial, comercial e industrial de Panamá, utilizando modelos sectoriales, debido a la interdependencia de la descarbonización en estos sectores y la demanda de electricidad.



Para el desarrollo del presente estudio de costo-beneficio se siguió una metodología inspirada en el marco analítico de Toma de Decisión Robusta (RDM, por sus siglas en inglés) (Lempert, R.J, 2019), (Quiros-Tortos, Víctor-Gallardo, Rodríguez-Arce, & Soto-Rodríguez, 2024). Esto permitió que el trabajo se beneficiara del importante involucramiento de los múltiples actores clave del país y además se enriqueció de una serie de reuniones puntuales con funcionarios y expertos sectoriales de las diferentes áreas de gobierno (energía, transporte, finanzas públicas, etc.). Estas instancias permitieron identificar con mayor precisión la realidad de los sectores bajo estudio. Las interacciones permitieron identificar objetivos de desarrollo para cada sector y acciones concretas alineadas con la ATE de Panamá, utilizando modelos y datos disponibles. Siguiendo la metodología, la participación de actores clave permitió la construcción de la matriz DAMI (Desempeño, Acciones, Modelos e Incertidumbres) en la cual se definen:



- D** **Desempeño:** Métricas que reflejan los objetivos y metas de las acciones (soluciones) que serían implementadas.

- A** **Acciones:** Son las medidas (de descarbonización en este caso puntual) que serán consideradas para alcanzar los objetivos y metas (políticas).

- M** **Modelos y Datos:** Representan las relaciones e interacciones entre medidas de desempeño, políticas e incertidumbres y corresponden a los modelos y simuladores que emulan la implementación de las acciones, consideran las incertidumbres y estiman los resultados para las métricas que evalúan la eficiencia de las acciones.

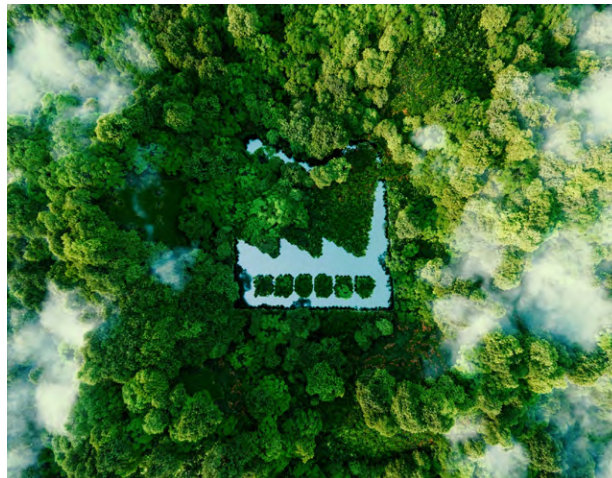
- I** **Incertidumbres:** Factores/variables inciertas que pueden afectar la capacidad de alcanzar los objetivos y metas establecidos.

A partir de la definición de las variables que representarían las incertidumbres, se procedió a definir los escenarios que serían considerados para cada una de las variables identificadas. Se analizaron 448 escenarios de incertidumbre evaluando costos, beneficios y metas de reducción de emisiones.

Los costos y beneficios de la implementación de las acciones (A) se estimaron utilizando los modelos (M) a partir de estimaciones para variables de desempeño (D) de ambos casos, que fueron cuantificadas considerando las incertidumbres mencionadas anteriormente (I).

La metodología y modelación para los análisis costo-beneficio de las estrategias de descarbonización de los sectores transporte y energía de Panamá consistió en desarrollar dos casos:

- 1 Un caso base, que no considera la implementación de las metas (acciones) y considera supuestos “*business as usual*”.
- 2 Un caso de descarbonización en que se implementan las acciones compatibles con las metas establecidas en la ATE y sus Estrategias Nacionales.



A su vez, el caso de descarbonización presenta tres tipos de variantes en función de la inserción de la producción de hidrógeno verde con base en la ENHIVE:



Caso de descarbonización nacional:

considera las metas de la ATE y supuestos ajustados a la transición energética y los requerimientos de electricidad para la producción de H2V para descarbonizar las actividades nacionales del sector de transporte, únicamente.



Caso de descarbonización internacional:

corresponde al caso nacional + requerimientos de electricidad para la producción de H2V para descarbonizar las actividades nacionales e internacionales del sector de transporte.



Caso de descarbonización exportación:

corresponde al caso internacional + metas de la ENHIVE, que considera excedentes con respecto a los requerimientos para la producción de H2V para descarbonizar las actividades nacionales e internacionales del sector de transporte. Es decir, en este caso se considera el cumplimiento de las metas de la ENHIVE.

La separación de estos tres casos fue necesaria, dado el peso específico que la producción de H2 verde, y las metas de la ENHIVE, tienen en el análisis costo beneficio. De esta manera se logró tener conclusiones relevantes para otros sectores.

El análisis costo-beneficio de las estrategias de descarbonización de los sectores transporte y energía se basa en la comparación consistente de los costos y los beneficios de cada escenario de incertidumbre en los casos base y de descarbonización en sus diferentes variantes (nacional, internacional y exportación).

1.3. Resultados



El estudio reveló que el principal beneficio radica en la reducción de costos operativos, especialmente aquellos asociados al consumo de combustibles fósiles. Por otro lado, el principal costo para la descarbonización es el incremento en las inversiones necesarias en los sectores de electricidad y transporte. Adicionalmente, se identificaron otros beneficios secundarios como los ahorros en costos de salud y la disminución de congestiones vehiculares.



La transformación del sector transporte es esencial para lograr los beneficios de la descarbonización, tanto en la reducción de emisiones de CO₂e como en los beneficios netos. En promedio, considerando todos los escenarios desarrollados, se identificó que el sector transporte es responsable de más del 80% de las reducciones de CO₂e y concentra el 84% de los beneficios por reducción de costos operativos. Es crucial destacar el papel del transporte público en el proceso de descarbonización, más allá de su electrificación. El aumento del uso del transporte público podría tener un impacto significativo en la reducción de emisiones y costos operativos, ya que disminuye la dependencia de vehículos privados y fomenta una movilidad más sostenible. En los escenarios donde se incrementa el uso del transporte público, se observan mayores reducciones de emisiones y ahorros operativos.

En cuanto al sector eléctrico, los resultados indican que las energías renovables no convencionales (ERNC), esto es la solar y eólica, tienen el mejor desempeño económico, convirtiéndose en los principales impulsores de la expansión del sistema panameño. La participación de las fuentes renovables no convencionales en términos de capacidad instalada varía entre 70% y 78% para 2050, y de 60% a 88% en términos de producción de energía. Esta penetración es posible a su acoplamiento con baterías. Además, la adopción masiva de ERVs generará beneficios adicionales, como la creación de empleos en tecnologías renovables (operación y mantenimiento), estimados entre 16,000 y 66,200 nuevos puestos de trabajo según los diferentes escenarios. La creación de empleos durante la construcción de los proyectos se estima entre 11,600 (en el caso de descarbonización nacional para el periodo 2024-2028) y 158,900 (en el caso de descarbonización para exportación en el periodo 2045-2050).

Todos los escenarios de descarbonización (o sea, nacional, internacional y de exportación) muestran reducciones en las emisiones de CO₂e en comparación con el caso base. En cuanto a los beneficios netos, el 37% de los escenarios de descarbonización nacional resultan en beneficios netos positivos. Para el caso de descarbonización internacional, el 93% de los escenarios presentan beneficios netos superiores al caso base, mientras que, en el de descarbonización de exportación, el 73% de los escenarios superan los beneficios netos del caso base.



Los resultados obtenidos han permitido formular mensajes y recomendaciones sobre políticas a implementar en el marco de la ATE en los sectores de energía y transporte. Específicamente, el estudio ha generado recomendaciones que se enfocan en:

a

Promover el desarrollo de energías renovables como la solar y eólica, maximizando su integración en la matriz energética del país. Esto incluye revisar metas actuales para garantizar una mayor alineación con los potenciales identificados en escenarios de descarbonización.

b

Impulsar el desarrollo sostenible de proyectos hidroeléctricos y realizar actualizaciones en los estudios de potencial disponibles, priorizando aquellos con menor impacto ambiental y mayor beneficio social.

c

Evaluar la viabilidad técnica y económica de incrementar la participación de generación distribuida para aprovechar al máximo los recursos energéticos renovables disponibles, especialmente en momentos de alta producción.

d

Fortalecer la planificación para sistemas de almacenamiento energético, esenciales para integrar de manera eficiente fuentes de energía intermitente y garantizar la estabilidad del sistema eléctrico.

e

Diseñar e implementar políticas que incentiven la transición hacia vehículos eléctricos, incluyendo el desarrollo y mejora de la infraestructura de recarga.

f

Promover la modernización y electrificación del transporte público, combinada con mejoras en la infraestructura y ajustes en las políticas tarifarias, para fomentar su uso y sostenibilidad.

g

Establecer acciones concretas para fomentar el uso del hidrógeno verde como recurso estratégico en los sectores de energía y transporte.



Los análisis de costo-beneficio demostraron que las estrategias de descarbonización de la ATE para los sectores de energía y transporte son beneficiosas en la mayoría de los escenarios, especialmente con una alta proporción de energía renovable y transporte eléctrico.

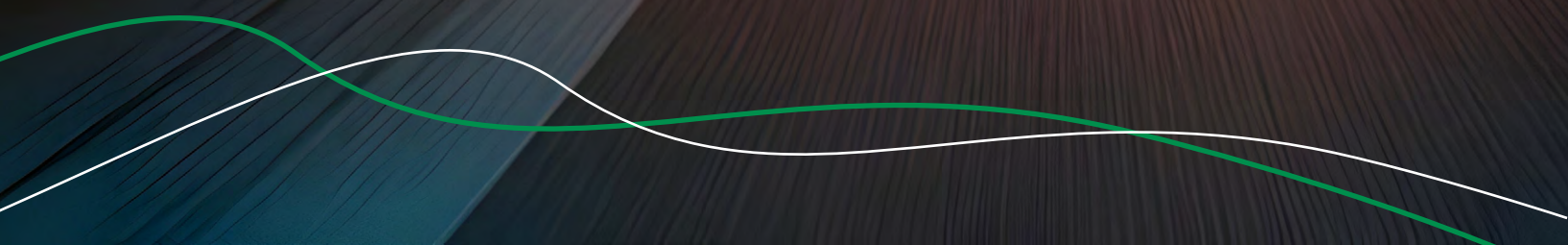
Esta nota técnica detalla el estudio realizado en las sucesivas secciones. En la sección 2 se brinda un detalle al lector de la metodología aplicada en el estudio de costos y beneficios para la descarbonización de los sectores de energía y transporte de Panamá. La sección 3 presentará los principales resultados sectoriales para los casos planteados, el análisis costo-beneficio. La sección 4 por su parte presentará las conclusiones a las que se han arribado con base en los resultados obtenidos, finalizando con una sección 5 en la que se presentan una serie de recomendaciones orientadas hacia los hacedores de política en los sectores de energía y transporte de Panamá.



REGRESAR
AL INDICE

2.

METODOLOGÍA

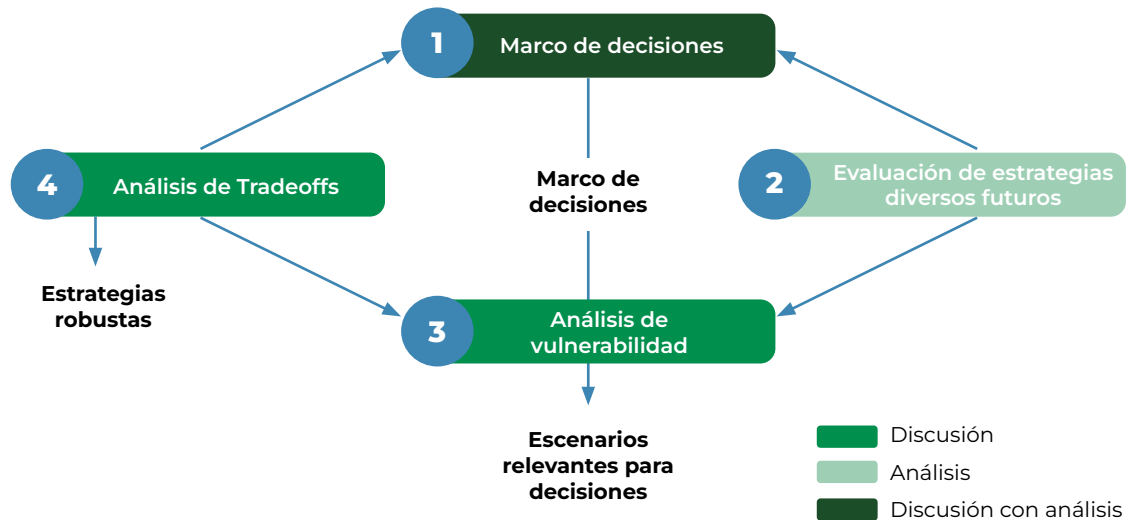


2.1. Análisis de sectores energía y transporte panameños



Para los análisis de la evolución a 2050 de los sectores energía y transporte de Panamá, se utilizó una metodología con base en el método de toma de decisiones robustas (RDM), por sus siglas en inglés (Lempert, R.J, 2019), (Quiros-Tortos, et. al., 2024). El RDM se define como un método iterativo y adaptativo que enfatiza la robustez de las estrategias frente a un amplio rango de posibles futuros. RDM se centra en encontrar estrategias que funcionen razonablemente bien en una variedad de diferentes escenarios, que representan las incertidumbres de las variables durante el horizonte de análisis. La **figura 3** ilustra los pasos de cómo se estructura la aplicación de la metodología RDM.



Figura 3**Estructura y paso de la metodología de toma de decisión robusta.**

Fuente: Groves et al., 2013b; Groves & Lempert, 2007b.

A continuación se presenta una breve descripción de cada uno de estos pasos:

- Paso 1 Marco de decisiones**, que consiste en la identificación de actores clave para el análisis, actores que deberán involucrarse de forma consistente y tener conocimiento sectorial a través de una secuencia de talleres, construcción de la matriz DAMI (Desempeño, Acciones, Modelos e Incertidumbres), recopilación y análisis de los datos disponibles, resultados de los análisis, etc.
-
- Paso 2 Evaluación estratégica**, a través de la simulación de los sectores de energía y transporte, considerando diferentes futuros: consiste en la modelación y posterior simulación de los sistemas de energía y transporte de Panamá para estimar los resultados que serán utilizados para caracterizar los costos y beneficios de las acciones caracterizadas en el paso anterior.
-
- Paso 3 Análisis de los posibles riesgos de la estrategia de descarbonización a largo plazo**, a partir de los resultados de las simulaciones de los sectores de energía y transporte panameños.
-
- Paso 4 Desarrollo de un análisis de compromisos (tradeoffs) de la descarbonización** de los sectores de energía y transporte panameños.
-

Para la implementación de las etapas anteriores, se realizó un agrupamiento de las trayectorias con base en los escenarios para las principales incertidumbres. Utilizando esto, se desarrollaron nueve diferentes trayectorias para el sector de electricidad⁹, como se ilustra en la tabla 1 a continuación:

Tabla 1**Trayectorias futuras para los sectores de energía y transporte.**

Trayectorias (Proyecciones)	Nombre del Escenario ¹⁰	Evolución del producto interno bruto y Población	Inserción Hidrogeno Verde	Electrificación Transporte	Electrificación Otros Sectores	Costos de inversión tecnologías de descarbonización
Esc1	PaHaTaOaCc	Alto	Alto	Alto	Alto	Conservador
Esc2	PaHaTaOaCm	Alto	Moderado	Alto	Moderado	Moderado
Esc3	PaHmTaOaCm	Moderado	Moderado	Moderado	Moderado	Conservador
Esc4	PmHaTmOmCm	Moderado	Moderado	Moderado	Moderado	Moderado
Esc5	PmHmTmOmCc	Moderado	Moderado	Moderado	Moderado	Bajo
Esc6	PmHmTmOmCm	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Moderado
Esc7	PmHmTmOmCb	Alto	Alto	Alto	Alto	Moderado
Esc8	PmHbTbOmCm	Moderado	Alto	Moderado	Moderado	Moderado
Esc9	PbHbTbObCm	Moderado	Bajo	Bajo	Moderado	Moderado

Fuente: Elaboración propia.

Con respecto al sector de transporte, se desarrollaron 352 diferentes escenarios, combinando incertidumbres que afectan a este sector, en particular:



Evolución del Producto Interno Bruto (PIB) y población.



Inserción de hidrógeno verde.



Precios de los combustibles líquidos.



Recorrido anual transporte pasajeros (teletrabajo).



Costos de vehículos eléctricos y de equipos de recarga.



Vida útil y rendimiento de vehículos.

⁹ Las nueve diferentes trayectorias para el sector eléctrico se constituyen de diferentes combinaciones para las incertidumbres clave: evolución de la economía (PIB)/población, inserción hidrógeno, electrificación del transporte, electrificación de otros sectores y el costo de implementación en tecnologías renovables. Para cada una de las trayectorias, se representa la incertidumbre en la producción de fuentes renovables e hidroeléctricas por 50 diferentes escenarios de generación.

¹⁰ La nomenclatura utilizada para denominar los escenarios del sector de electricidad considera letras en mayúscula para denominar las variables asociadas a las incertidumbres y letras en minúscula para el valor para la incertidumbre – como se muestra en la tabla 1.

En cuanto a los otros sectores energéticos, se realizó un análisis separado para cada uno de los subsectores: residencial, comercial e industrial. Se desarrollaron 132 escenarios para cada subsector, abordando principalmente las incertidumbres en la evolución del PIB/población, costos de combustibles, costos de inversión y eficiencia de los procesos.

Establecido este contexto por la Matriz DAMI finalmente se combinan las trayectorias resultando el desarrollo de un conjunto de 448 escenarios con diferentes evoluciones para los sectores de electricidad, transporte, residencial, comercial e industrial.



2.2. Análisis costo-beneficio



La metodología para los análisis costo-beneficio de las estrategias de descarbonización consiste en desarrollar dos casos del sistema de energía, y dentro de él, el subsector transporte, de Panamá: (i) un caso de descarbonización en que se implementan las acciones (metas) de la Agenda de Transición Energética y sus Estrategias Nacionales; y (ii) un caso base, que no considera la implementación de las metas (acciones) y considera supuestos “*business as usual*”. En el caso de descarbonización se han de considerado tres distintas estrategias de inserción de la producción de hidrógeno verde (H2V), en particular:



Caso de descarbonización denominado “nacional”, que considera la producción local de H2V para la descarbonización de las actividades nacionales relacionadas al sector transporte.



Caso de descarbonización denominado “internacional”, que considera la producción local de H2V para la descarbonización de las actividades nacionales e internacionales relacionadas al sector transporte.



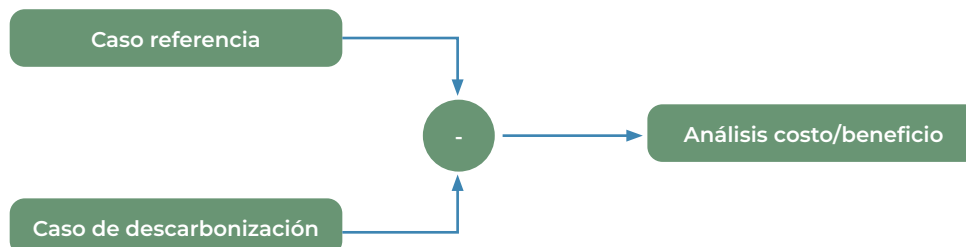
Caso de descarbonización “exportación”, que considera además de la producción local de H2V para la descarbonización de las actividades nacionales e internacionales relacionadas al sector transporte, un adicional de producción (Meta H2V) para exportación.



La **figura 4** a continuación ilustra el esquema conceptual del análisis costo-beneficio.

Figura 4

Esquema conceptual del análisis costo-beneficio.



Fuente: Elaboración propia.

Las variables utilizadas para las evaluaciones de costo incluyen los costos de inversión y O&M fijos de los diferentes sectores energéticos, por ejemplo: costos de inversión y O&M fijo para el desarrollo de nuevas centrales de generación¹¹, costos de inversión relacionados al sector de transportes (vehículos, autobuses, camiones etc.), equipos de recarga de vehículos eléctricos, para generación distribuida, para implementación de programas de eficiencia energética y electrolizadores para la producción de hidrógeno, entre otros.

Por otro lado, los beneficios se calculan en función de diferencias de costos operativos (combustibles y O&M variables) de los diferentes sectores energéticos, costos evitados en la salud y costos evitados en el tránsito, entre otros. Adicionalmente, como resultado de los análisis costo beneficio también se estiman otros beneficios derivados de la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.



¹¹ Vale aclarar no se han considerado los costos de inversión que se puedan requerir a nivel de la transmisión y distribución de energía eléctrica.

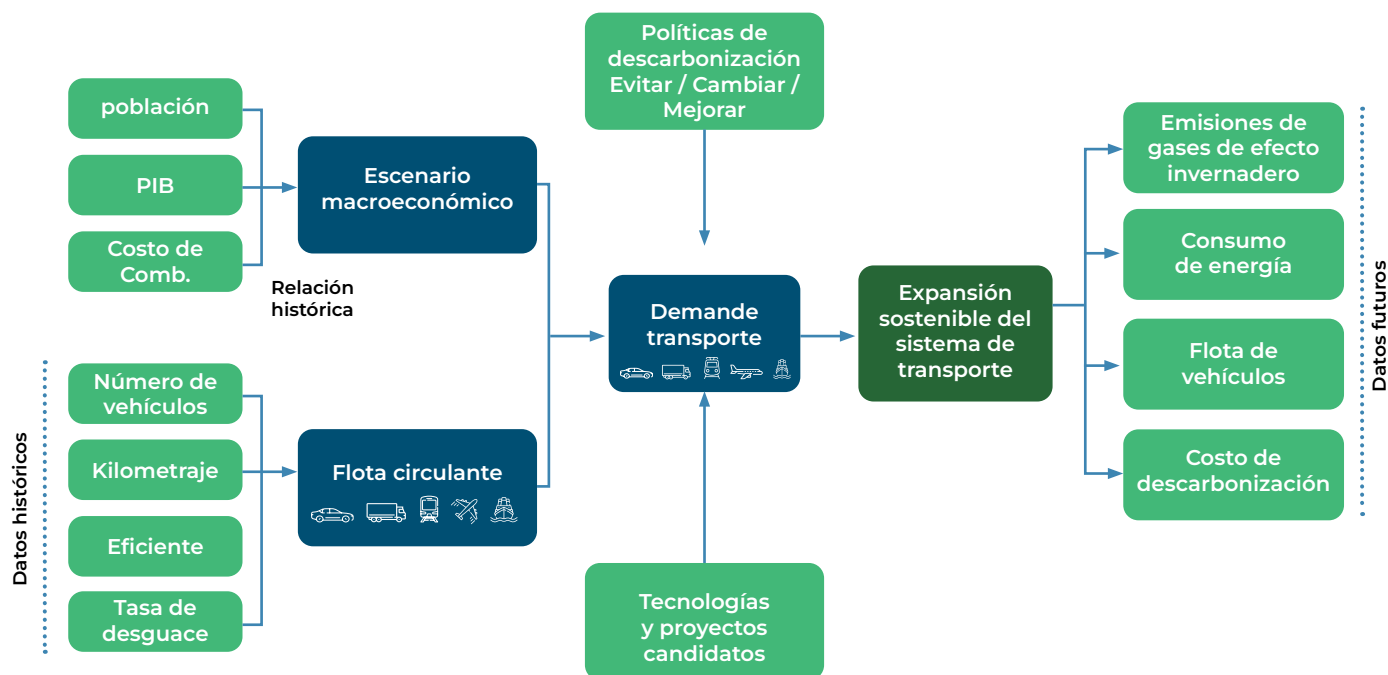
2.3. Modelos empleados por sector



2.3.1. Sector de transporte

En una primera fase, la evaluación costo-beneficio del uso de energía en el sector de transporte de Panamá se aborda a través de un análisis de los segmentos - carretero, ferroviario, aéreo y marítimo – asegurando diagnósticos que reflejan las particularidades de cada modalidad. Como se ilustra en la figura **Figura 5**, los factores clave en la evaluación inicial comprenden la cantidad de vehículos en circulación, las estadísticas de ventas, la tasa de desguace, el kilometraje anual por tipo de vehículo, la eficiencia energética y el registro histórico del consumo de combustibles. La base metodológica se cimenta en la evolución macroeconómica y las dinámicas tecnológicas del uso de energía en el sector de transportes en el país.



Figura 5**Descripción general de la metodología.**

Fuente: Elaboración propia.

En la segunda fase, se investigan las políticas, tecnologías y proyectos para el uso de energía del sector de la movilidad. En Panamá, se resaltan iniciativas como la electrificación de la flota de vehículos ligeros y la utilización de combustibles alternativos como el hidrógeno verde, así como las incertidumbres vinculadas al avance de estas soluciones de bajo contenido de carbono.

Se utiliza un modelo técnico-paramétrico para generar 352 escenarios, proporcionando información sobre el análisis costo-beneficio de las opciones detalladas en el estudio, incluyendo la flota necesaria para satisfacer la demanda, el consumo de energía por fuente y los impactos ambientales asociados.

Dado lo anterior, la caracterización energética del sector de transporte en Panamá abarca un análisis nacional, que incluye todas las provincias, y también evalúa la significativa contribución de las cadenas logísticas con sede en Panamá. El análisis se apoyó en datos actualizados de consumo provenientes de fuentes gubernamentales y del sector, como el Instituto Nacional de Estadística y Censo (INEC), la SNE y el Ministerio de Ambiente (MA), así como a través del análisis de datos relevantes que abordan el consumo energético de infraestructuras clave, como el Canal de Panamá y el Aeropuerto Internacional de Tocumen. Además, los talleres constituyeron otra fuente significativa de información, proporcionando datos actualizados que se incorporaron al estudio.

Así, la caracterización energética del sector transporte en Panamá se efectuó mediante análisis de los tipos de combustible consumidos, aplicando conversiones a kilotoneladas equivalentes de petróleo (kbep) para estandarizar las unidades de energía y permitir comparaciones homogéneas. En este proceso, se utilizó información sobre el consumo de combustibles específicos por clase de uso, tales como el transporte internacional y nacional, tanto de pasajeros como de carga, para reflejar el panorama energético del sector.

Por otro lado, la calibración del modelo de transporte para el año base se efectuó con los datos de caracterización energética (kbep) y los inventarios de gases de efecto invernadero de 2022 y 2019, medidos en kilotoneladas de CO₂ equivalente (ktCO₂e). La calibración del modelo con los datos del balance energético y los inventarios de GEI es fundamental, ya que proporcionan las informaciones más actualizadas, fundamentales para la validación del modelo. Esto es especialmente importante al ajustar variables con alto grado de incertidumbre, como el kilometraje recorrido por cada tipo de vehículo. Este ajuste permite que el modelo refleje los patrones de movilidad y el consumo de energía en el sector del transporte en Panamá. Al hacerlo, se establece una base robusta para la creación de escenarios y el análisis de trayectorias futuras.

En relación con lo expuesto, la caracterización del sistema de transporte panameño en 2022 revela la preponderancia del Bunker C en el ámbito internacional, como se muestra en la **figura 7**. El Bunker C, que representa un significativo 61% del total energético consumido en el sector, pone de manifiesto la actividad constante en las rutas marítimas y confirma la posición de Panamá como un *hub* logístico internacional. Al incluir el Jet-fuel internacional, que aporta un 9% a la demanda, las rutas logísticas internacionales suman un impactante 70% del consumo de combustibles, subrayando su papel vital en la economía panameña.



A nivel nacional, los vehículos livianos propulsados por gasolina y diésel representan aproximadamente el 15% del consumo de energía. Estos datos subrayan la importancia del transporte de particulares y la distribución de carga a pequeña escala al tiempo que son los principales emisores de GEI en el sector de transporte en el país. En contraste, el sistema de transporte de pasajeros mediante metro representa menos del 0,1% de la matriz energética del sector de transporte.

En cuanto al transporte pesado, que incluye camiones y autobuses, su consumo de energía asciende al 10%. Además, el uso de Bunker C nacional para el transporte marítimo asociado a Panamá constituye el 4% de la demanda total de combustible. Por su parte, el mercado nacional de la aviación consume el 0,3% de los combustibles utilizados en el sector de transporte.

Dadas estas características del consumo energético en el sector de transporte, el estudio proporciono un análisis del mercado nacional. Debido a la importancia de las cadenas logísticas en el país se analizó el desarrollo del consumo internacional de combustibles vinculado tanto al Canal de Panamá y al Aeropuerto de Tocumen.

Figura 6

Demanda energética del sector transporte en 2022 (kbep).



Fuente: PSR/MRC.

Partiendo de estos ejes estratégicos, los casos para el sector transporte en Panamá se basan en supuestos alineados con la Agenda de Transición Energética (ATE) y están estructurados en torno a tres ejes de acción estratégicos: evitar, cambiar y mejorar.



Evitar: La Ley 76 regula el teletrabajo con el fin de reducir la necesidad de desplazamientos, lo que se espera que disminuya significativamente el kilometraje anual por vehículo y, en consecuencia, la demanda de viajes y las emisiones de gases de efecto invernadero. Esta ley incentiva la reducción de desplazamientos, estableciendo un marco para el teletrabajo que podría resultar en una disminución estimada de 15% al 2050 en los desplazamientos vehiculares a nivel nacional.



Cambiar: Las medidas para cambiar se enfocan en la transición hacia modos de transporte más eficientes y de menor impacto ambiental. La expansión estratégica del sistema de metro, con proyectos como la inclusión de la Línea 2A para 2025, la extensión de la Línea 3 hacia Ciudad del Futuro para 2030 y la implementación de la Línea 5 para entre 2035 y 2040, es fundamental en este cambio. Campañas de concienciación acompañan estas iniciativas para fomentar un cambio en las preferencias de movilidad de la población.



Mejorar: En cuanto a la mejora de las tecnologías vehiculares, se contempla una transición hacia vehículos de bajas emisiones, como parte de una estrategia que incluye la electrificación de la flota ligera y la inserción del hidrógeno verde como vector energético en los segmentos de transporte pesado. La Ley 295 de Movilidad Eléctrica prevé que para 2030, el 20% de los vehículos particulares, el 40% de los vehículos de gobierno y el 33% del transporte público sean eléctricos. Asimismo, se prevé incrementar la infraestructura de carga pública, facilitando así la transición hacia vehículos con batería. La inclusión del hidrógeno verde como un vector energético alternativo, a través de la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde y Derivados de Panamá (ENHIVE), está contemplada con metas específicas de participación en el *mix* energético del sector transporte, proyectando hasta un 40% de *bunkering* marítimo y un 30% para el sector aéreo y en vehículos de carga para 2050.



Basándonos en supuestos, se desarrollaron dos escenarios principales para el sector transporte en Panamá:



Caso Base:

Este caso proyecta el crecimiento del sector transporte sin las metas de las políticas actuales, manteniendo un crecimiento basado en tendencias históricas. No se contempla la implementación de tecnologías emergentes ni políticas adicionales de transición energética. De esta manera, se refleja un avance continuista sin cambios significativos en la infraestructura actual ni en los patrones de movilidad.



Caso descarbonización:

En contraste, este caso asume la implementación proactiva de políticas de descarbonización. Se incluye la expansión y utilización del transporte público. Además, se consideran estrategias de electrificación vehicular apoyadas por la Ley 295 y la inserción del hidrógeno verde, siguiendo la ENHIVE, para brindar las metas de transición energética establecidas.

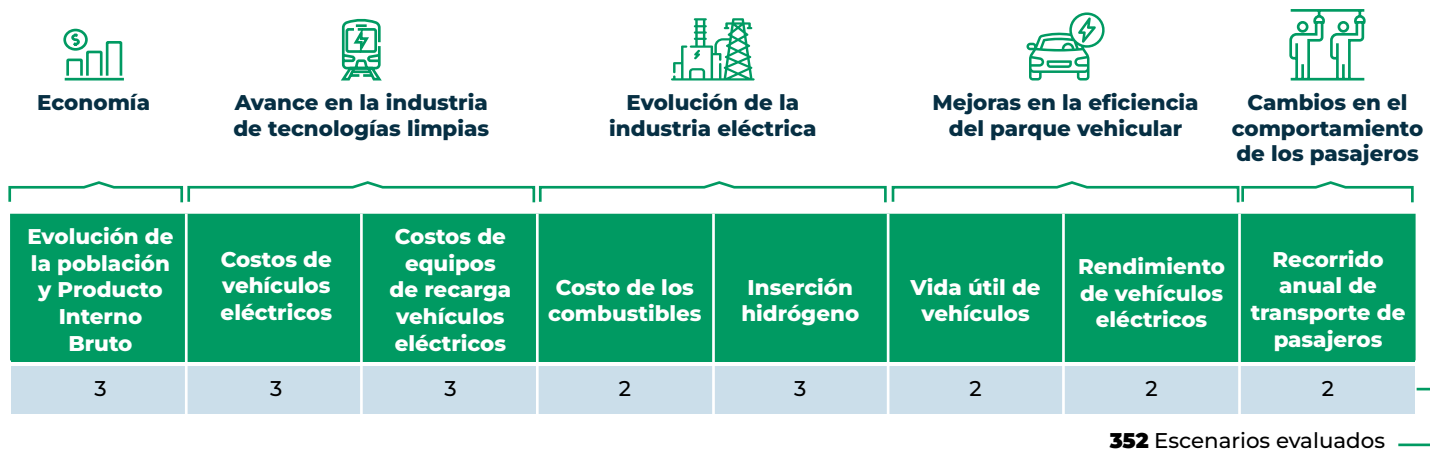
Ambos casos permiten la comparación y la valoración del impacto potencial de la descarbonización. El caso base sirve como línea de referencia, reflejando el resultado de mantener el estatus quo, mientras que el caso de descarbonización propone una trayectoria optimista, reflejando el compromiso de Panamá con los objetivos de reducción de la huella de carbono del transporte.

A partir de estas premisas, la **figura 7** ilustra los factores considerados en la modelación de los escenarios. Cada columna representa un área clave y el número en cada celda indica el número de futuros posibles considerados para ese factor. Estos valores reflejan la cantidad de escenarios discretos que han sido modelados para cada variable, permitiendo una evaluación de 352 posibles trayectorias del sector del transporte bajo diferentes condiciones tecnológicas y económicas¹². A continuación, se presenta los valores cuantitativos asumidos para cada uno de estos factores.

¹² Por ejemplo, el Producto Interno Bruto (PIB) tiene tres posibles futuros: bajo, moderado y alto. Similarmente, el avance en la industria de vehículos eléctricos se considera bajo tres posibles estados: constante, intermedio y avanzado, donde un estado constante implica que los precios se mantienen estables, mientras que un avance podría resultar en una reducción de precios debido a mejoras tecnológicas y de escala.

Figura 7

Factores para la Modelación de Escenarios en el Sector del Transporte.



En la **tabla 2** siguiente, se presentan los valores de crecimiento anual del PIB bajo tres escenarios económicos: alto (4.8%), moderado (4.0%) y bajo (3.2%). Estos porcentajes reflejan posibles entornos económicos que podrían influir en la demanda y capacidad de inversión en infraestructura de transporte.

Tabla 2

Proyecciones de Crecimiento anual del PIB para 3 diferentes escenarios económicos.

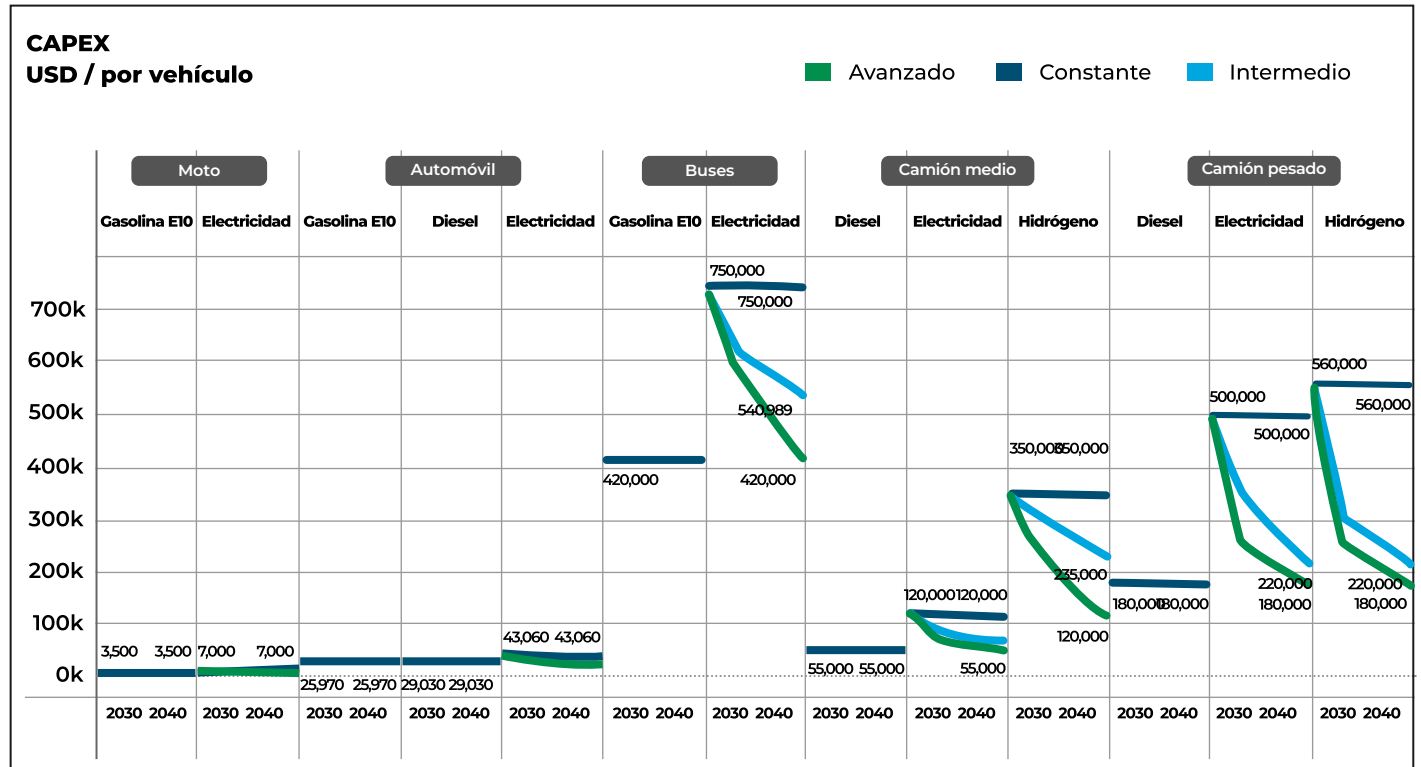
Escenarios	% a.a.
Alto	4.8%
Moderado	4.0%
Bajo	3.2%

Fuente: World Bank, 2023

Por su parte, la **figura 9** ilustra la evolución de los costos de capital (CAPEX) para vehículos eléctricos bajo diferentes supuestos tecnológicos. Siendo el costo el precio final que los consumidores pagan al comprar estos vehículos se observa una tendencia decreciente a medida que la tecnología madura y se beneficia de economías de escala y avances en la eficiencia de la producción. Esto subraya la importancia de los desarrollos tecnológicos que coadyuvan a una mayor penetración de vehículos eléctricos en el mercado.

Figura 8

Evolución de Costos CAPEX de Vehículos Eléctricos.



Fuente: NREL, 2022

En las **tablas 3 y 4** de costos de cargadores de 22 kW y de alta capacidad (>50KW), los precios varían desde un escenario alto a un escenario bajo, reflejando una anticipación de la reducción de costos gracias a mejoras en la fabricación y mayor competencia en el mercado.

Tabla 3

Costos de Cargadores de 22 kW bajo Diferentes Escenarios de Costo.

Cargador 22 kW	Alto (USD/Cargador)	Medio (USD / Cargador)	Bajo (USD/Cargador)
2030	5,000	4,543	3,969
2040	5,000	4,127	3,150
2050	5,000	3,750	2,500

Fuente: World Bank, 2023

Tabla 4**Costos de Cargadores de Alta Capacidad bajo Diferentes Escenarios de Costo.**

Cargador 150 kW	Alto (USD/Cargador)	Medio (USD / Cargador)	Bajo (USD/Cargador)
2030	100,000	90,856	79,370
2040	100,000	82,548	62,996
2050	100,000	75,000	50,000

Fuente: NREL, 2022

Analizando los costos de los combustibles en la **tabla 5**, se puede observar un aumento generalizado en los precios (USD/galón) en el escenario alto comparado con el Banco Mundial. Este aumento en el coste de los combustibles tradicionales puede actuar como un catalizador para que tanto consumidores como empresas busquen alternativas más económicas y sostenibles, como los vehículos eléctricos y de hidrógeno.

Tabla 5**Costos de combustibles bajo diferentes escenarios.**

Escenario	Combustible	2020	2030	2040	2050
BM	Gasolina	2.36	3.33	3.54	3.54
Alto	Gasolina	2.83	3.99	4.25	4.25
BM	Diesel	2.05	2.89	2.98	2.98
Alto	Diesel	2.46	3.47	3.58	3.58
BM	Kerosene	2.11	1.5	1.49	1.49
Alto	Kerosene	2.53	1.8	1.79	1.79
BM	Bunker	2.03	1.44	1.49	1.49
Alto	Bunker	2.44	1.73	1.79	1.79

Fuente: World Bank, 2023

La **tabla 6** destaca las metas de inserción de hidrógeno y los objetivos para la integración de hidrógeno en el mix energético del transporte. Un aumento gradual en las metas a lo largo de las décadas refleja el optimismo en la escalabilidad y la viabilidad económica del hidrógeno como una solución energética, especialmente en aplicaciones de alta demanda energética como la aviación y el transporte marítimo.

Tabla 6
Metas de Inserción de Hidrógeno en el Sector de Transporte.

Desarrollo H2	Meta H2 del transporte - 2030	Meta H2 del transporte - 2040	Meta H2 del transporte - 2050
Alto	5% Energía Aviación 5% Energía Bunker 0% de Vehículo Pesado	12% Energía Aviación 30% Energía Bunker 20% de Vehículo Pesado	30% Energía Aviación 40% Energía Bunker 30% de Vehículo Pesado
Moderado	2,5% Energía Aviación 2,5% Energía Bunker 0% de Vehículo Pesado	6% Energía Aviación 15% Energía Bunker 10% de Vehículo Pesado	15% Energía Aviación 20% Energía Bunker 15% de Vehículo Pesado
Bajo	1,25% Energía Aviación 1,25% Energía Bunker 0% de Vehículo Pesado	3% Energía Aviación 7,5% Energía Bunker 5% de Vehículo Pesado	7,5% Energía Aviación 10% Energía Bunker 7,5% de Vehículo Pesado

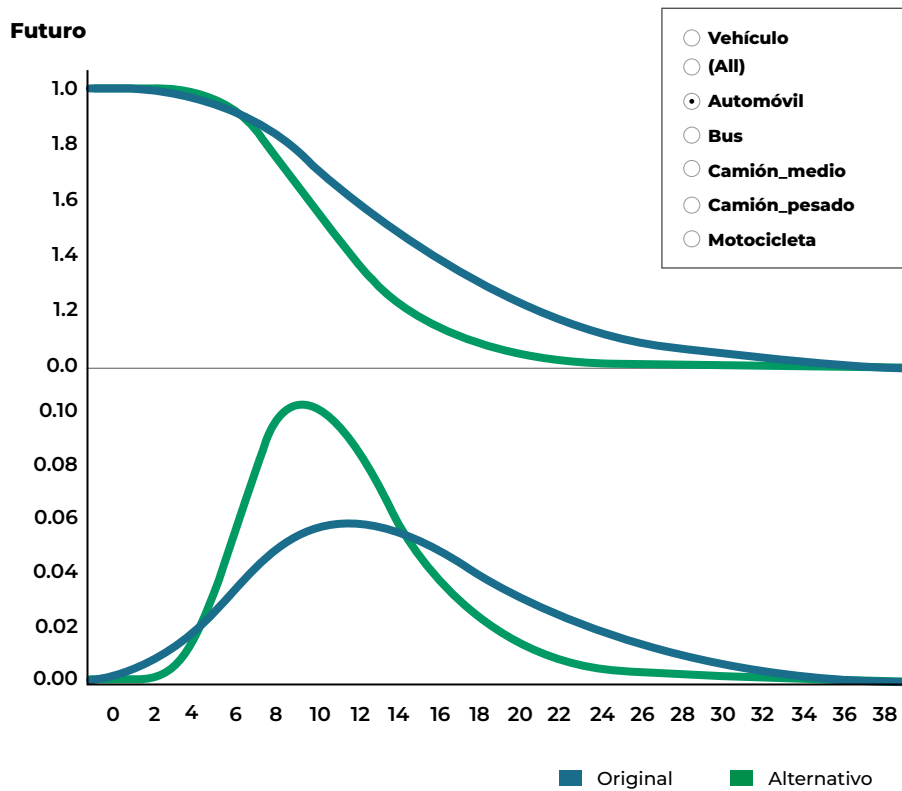
Fuente: Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde y Derivados de Panamá, 2023.



Las **figura 9** relacionadas con la vida útil de los vehículos ilustran la distribución de probabilidad del funcionamiento de los vehículos a lo largo del tiempo. Estas representaciones gráficas ofrecen una visión de cómo varía la durabilidad de los vehículos bajo diferentes tecnologías. En escenarios de descarbonización, se asume que tanto vehículos livianos como pesados tienen una vida útil promedio de 10 años. Esta suposición es fundamental para entender los ciclos de reemplazo y renovación de la flota, así como para calcular el impacto ambiental y económico de la transición hacia vehículos más eficientes.

Figura 9

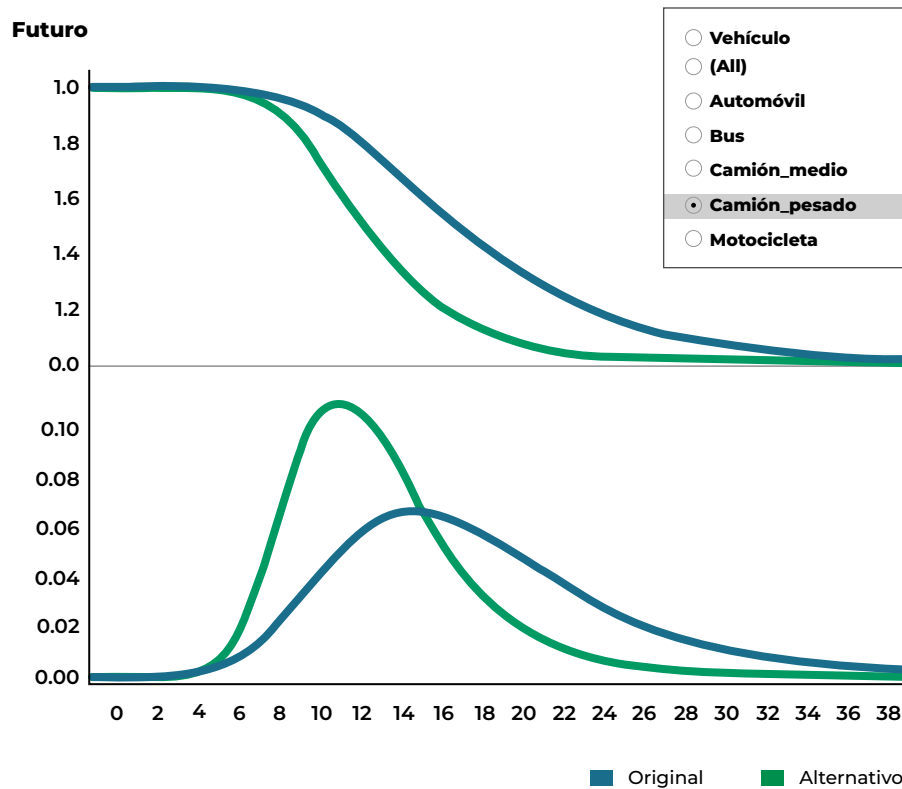
Vida útil de los vehículos livianos.



Fuente: NREL, 2022.

Figura 10

Vida útil de los vehículos pesados.

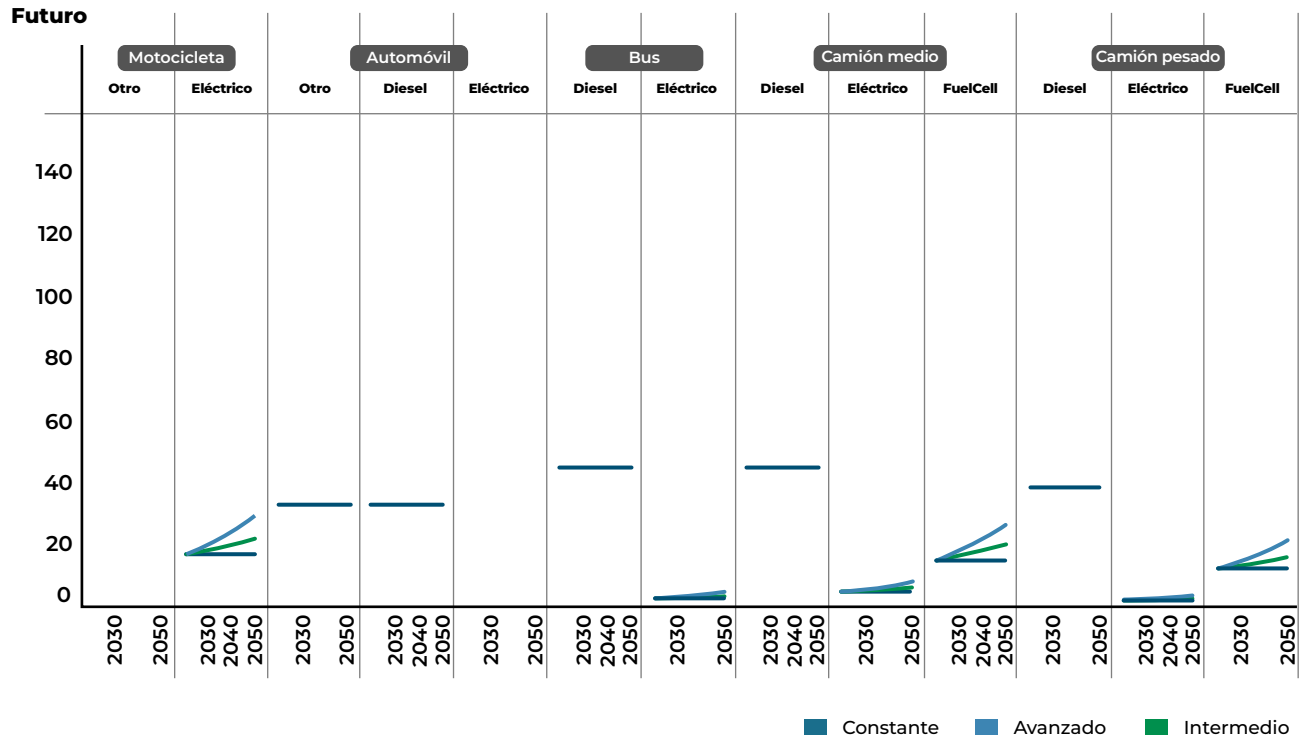


Fuente: NREL, 2022.

La **figura 11** ilustra el rendimiento vehicular, indicando la distancia recorrida por unidad de energía para diferentes tipos de vehículos: km/galón para vehículos con motores Otto y diésel, km/kWh para vehículos eléctricos, y km/ton para vehículos de hidrógeno. En la figura se muestran las tendencias de rendimiento por tipo de vehículo.

Figura 11

Rendimiento de Vehículos por Tipo de Energía.



Fuente: NREL, 2022.

Finalmente, bajo el escenario asumido de un incremento en el teletrabajo, se espera que para el año 2050 el recorrido anual de pasajeros disminuya en un 15%. Esta proyección anticipa una reducción considerable en la demanda de transporte personal.

Tabla 7

Impacto del Teletrabajo en el Recorrido Anual de Pasajeros

Reducción Teletrabajo	Corriente	Alternativo
2030	0%	5%
2040	0%	10%
2050	0%	15%

Fuente: Kiko et. al, 2023.

2.3.2. Otros sectores

Se analizaron los sectores residencial, comercial e industrial (manufacturero), proyectando la demanda energética nacional al año 2050, considerando datos del Balance Energético Nacional de Panamá y los porcentajes de participación en la demanda total. La proyección de la demanda de energía eléctrica de estos sectores se calculó a partir de la evolución del consumo actual y la electrificación de otros energéticos, como combustibles fósiles (diésel, gasolina y gas licuado de petróleo) y biomasa (leña). A continuación se detalla el tratamiento específico para cada sector.



Sector Comercial

La demanda de electricidad del sector comercial se calcula en base a la proyección de la demanda eléctrica nacional hasta 2050 y la evolución de la participación del sector en dicha demanda. La electrificación del comercio en Panamá es alta, es del 15% del consumo energético predominando el uso de diésel y gasolina. La electrificación se calcula como la diferencia energética entre la proyección del uso de diésel y gasolina según su serie histórica de demanda en relación con el PIB y una proyección contrafactual adaptada del escenario de política declarada (STEPS) y del Escenario de Compromisos Anunciados (APC) de la AIE para el caso de descarbonización.



Sector Residencial

La metodología para estimar el requerimiento de electrificación del sector residencial es similar a la del sector comercial. Aproximadamente el 47% del consumo energético residencial es electricidad, mientras que el resto se compone principalmente de leña y gas. Así, el valor total de electrificación incluye tanto la evolución del consumo de electricidad como la electrificación de biomasa y gas. Los escenarios de evolución de la electrificación residencial se han basado en las incertidumbres del PIB.



Sector industrial

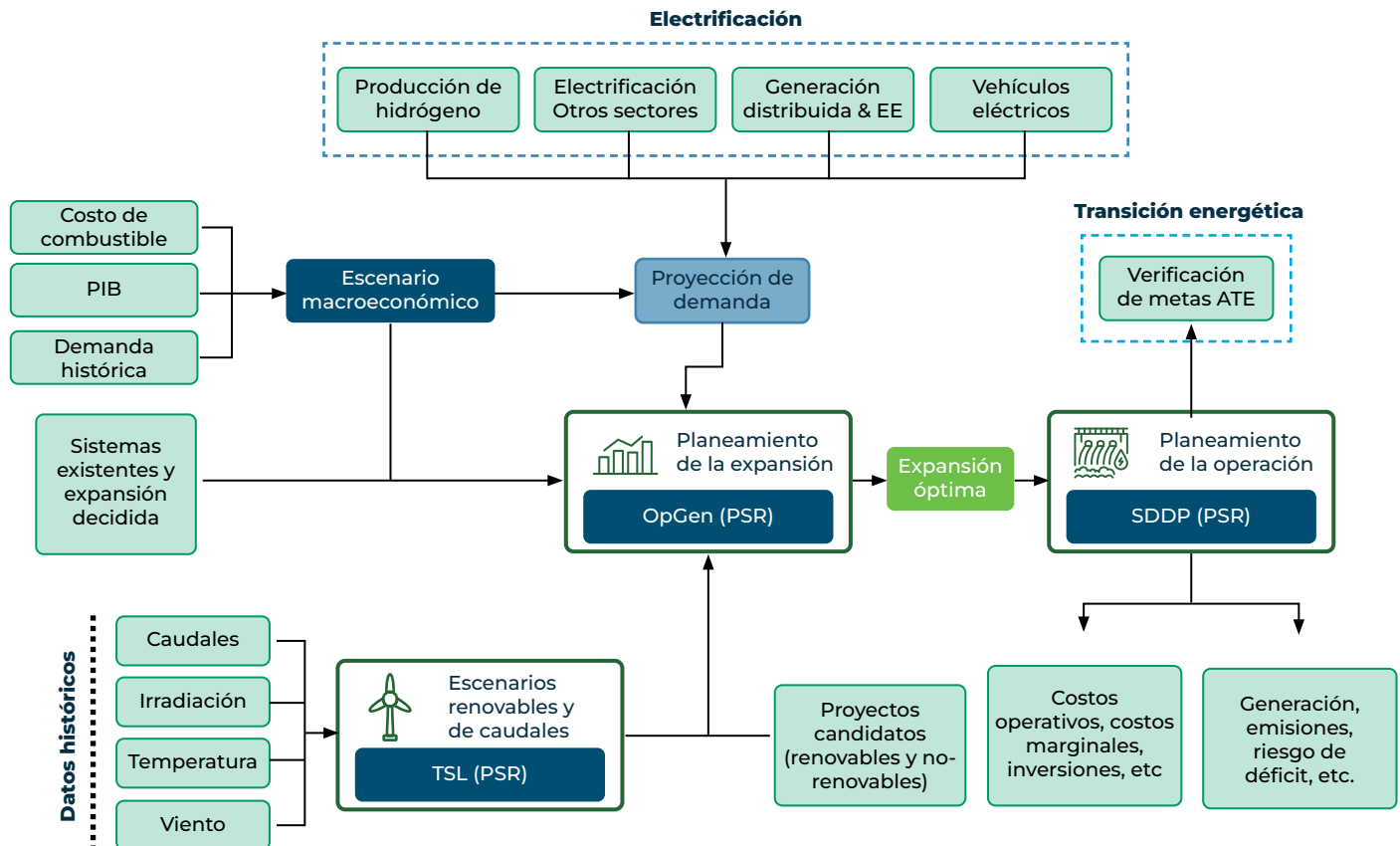
Para este sector se utiliza la misma metodología anteriormente explicada para calcular los requerimientos de electricidad en el sector comercial hasta 2050. El consumo de energía en el sector industrial tiene una baja tasa de electrificación (8% del consumo sectorial). La principal fuente de energía son los combustibles fósiles (80% del consumo energético), particularmente el diésel (70%), seguido del gas licuado (12%) y consumos marginales de biomasa. El sector industrial en Panamá está mayormente representado por la construcción civil, por lo que la industria del cemento pesado tiene baja electrificación. En el escenario de referencia, la electrificación del sector incluye solo la biomasa marginal; en el escenario de descarbonización, también abarca parte de los combustibles fósiles.

2.3.3. Sector de energía eléctrica

La **figura 12** a continuación ilustra la metodología que se utilizó para los análisis del sector eléctrico que tiene como base la utilización de tres herramientas computacionales: el modelo de planificación de expansión a largo plazo OptGen, el modelo para la optimización del despacho SDDP y el modelo para estimar escenarios de producción de centrales renovables variables TSL.

Figura 12

Visión general de la metodología para el sector de electricidad.



Fuente: Elaboración propia.

La función objetivo del modelo de expansión OptGen/SDDP es minimizar los costos totales de expansión (incluyendo inversión, operación, mantenimiento, reserva, etc.) para satisfacer la demanda proyectada hasta 2050. Este modelo considera proyectos candidatos para nuevas centrales hidroeléctricas, térmicas, eólicas, solares y sistemas de almacenamiento (baterías). El modelo de expansión funciona integrado con el modelo de simulación de despacho SDDP, que determina la política operativa óptima para embalses y sistemas de baterías, teniendo en cuenta las incertidumbres en los caudales de las centrales hidroeléctricas y la disponibilidad de generación de renovables variables.

En las simulaciones detalladas de la operación del sistema eléctrico panameño se consideraron las siguientes restricciones/características del modelo de expansión OptGen/SDDP:



Horizonte de simulación de largo plazo (2024-2050) con etapas mensuales y simulación detallada de la operación con agregación de 21 bloques y de forma horaria;



Representación individualizada de las centrales existentes y proyectos candidatos de hidros, térmicas, eólicas, solares, etc.;



Representación de restricciones de reserva de generación, restricciones volumen mínimo y máximo ecológicas en centrales hidroeléctricas, emisiones de CO₂e en centrales térmicas entre otras.

Para los escenarios de caudales en el SDDP se utilizó la herramienta Times Series Lab (TSL), que genera hasta 50 series de escenarios sintéticos de caudales utilizando un modelo estocástico. Este modelo representa características hidrológicas históricas, como estacionalidad, dependencia temporal y espacial, y sequías severas. Para los escenarios de las centrales renovables variables, también se empleó TSL para generar hasta 50 escenarios sintéticos de disponibilidad de generación. Los parámetros del modelo estocástico se estimaron a partir de datos horarios de reanálisis del periodo 1980-2022 de la base de datos ERA-V y de la ubicación de cada central renovable, existente o proyecto candidato.

Un factor diferencial de la metodología propuesta para el sector eléctrico es que se basa en las mismas herramientas oficiales utilizadas para el despacho del sistema eléctrico panameño (SDDP), operado por CND-ETESA, y en los estudios de expansión de generación por ETESA y la Secretaría de Energía de Panamá (OptGen). Los resultados obtenidos serán utilizados en los análisis de costos y beneficios de las estrategias de descarbonización de los sectores de energía y transporte en Panamá.

Los pasos principales para desarrollar esta metodología para evaluar estrategias para la evolución del sistema eléctrico panameño han sido:

- 1 Se define un conjunto de supuestos y proyecciones que incluye diferentes estimaciones de demanda, precios de combustibles, metas de transición energética, costos de inversión de plantas candidatas, caracterización de producción y confiabilidad de plantas existentes y candidatas, proyecciones de generación distribuida, y eficiencia energética, a través de escenarios que representen las incertidumbres en estos parámetros.

Conocidos los posibles futuros, se define una estrategia robusta para la expansión óptima para el sistema panameño, a través de un árbol de decisión de expansión que se adapta a los diferentes escenarios “estructurantes” de incertidumbre¹³.

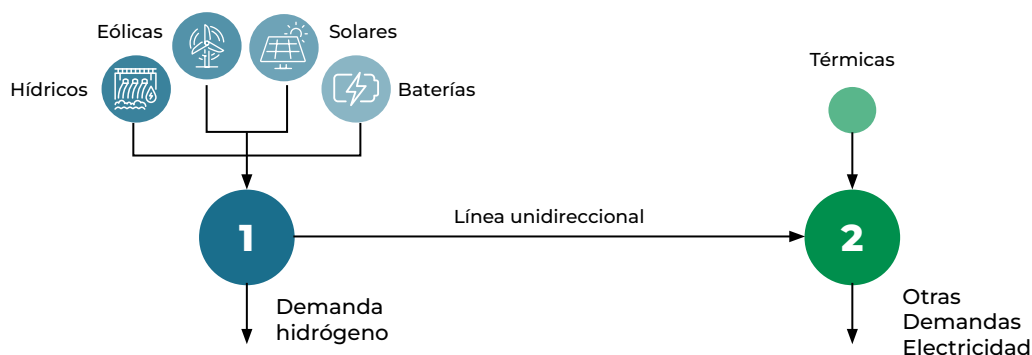
- 2 Con la expansión definida en el paso anterior, se simula el despacho del sistema panameño, considerando todos los escenarios que representen las incertidumbres en los supuestos y proyecciones. Se cuantifica el desempeño de los indicadores para cada escenario de la estrategia de expansión seleccionada.

Representación del sistema de Panamá

El sistema panameño fue representado en el modelo SDDP de forma agregada por dos nodos, tal como se muestra en la **figura 13** a continuación.

Figura 13

Representación esquemática para el sistema eléctrico panameño en el SDDP.



Fuente: Elaboración propia.

¹³ Los escenarios estructurantes se constituyen en un grupo de incertidumbres más relevantes que son considerados en el proceso de decisión bajo incertidumbre para determinación del plan robusto.

El nodo 1 concentra toda la demanda de hidrógeno, la demanda que representa la aplicación de programas de eficiencia energética y las centrales renovables (hidroeléctricas, eólicas, solares, generación distribuida y otras renovables) y baterías. Al nodo 2 se conecta todas las demás demandas de Panamá (demanda referencial y las demandas por la electrificación de los sectores de transportes, comercial, residencial e industrial). La línea que conecta los nodos 1 y 2 es unidireccional, es decir, la generación conectada en el nodo 1 puede suministrar demanda del nodo 2, sin embargo, generación conectada al nodo 2 no puede suministrar la demanda del nodo 1.

La razón para representar el sistema de Panamá de esta forma es garantizar que el requerimiento de demanda para la producción de hidrógeno sea suministrado únicamente por fuentes renovables (hidroeléctricas, solares, eólicas, generación distribuida etc.).

Escenarios para la demanda de electricidad

La demanda de electricidad está compuesta por diferentes componentes: (1) la demanda referencial, que consiste en la demanda proyectada con base en modelos econométricos de regresión, (2) la demanda por electrificación de otros sectores de la economía (residencial, comercial, industrial, transportes) y (3) la demanda para la producción de hidrógeno, (4) la inserción de generación distribuida y (5) la implementación de programas de eficiencia energética. A continuación se presenta una breve descripción de la metodología para estimar cada uno de estos componentes.

Demanda referencial (econométrica)

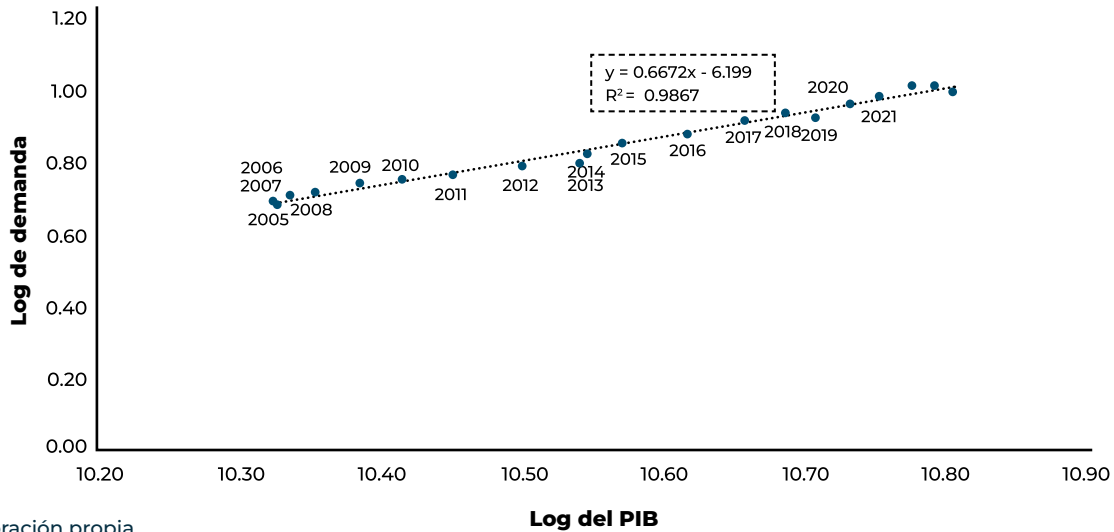
Para las proyecciones para la demanda referencial (econométrica)¹⁴ se utilizó un modelo econométrico de regresión logarítmica que determinará las proyecciones de consumo con base en un análisis de la evolución del PIB y del consumo eléctrico entre los años pasados, para el caso del Panamá, del año 2000 hasta 2019. De esta forma, es posible estimar la elasticidad entre ambas variables, que para el caso de Panamá es de 0.6672, como se muestra en **figura 14** a continuación.



¹⁴ Se define como demanda econométrica (o referencial) la parte de la demanda final de electricidad que está relacionada a los registros históricos, la cual se utiliza un modelo econométrico de regresión para calcular su proyección.

Figura 14

Análisis del crecimiento del PIB y consumo eléctrico en Panamá.

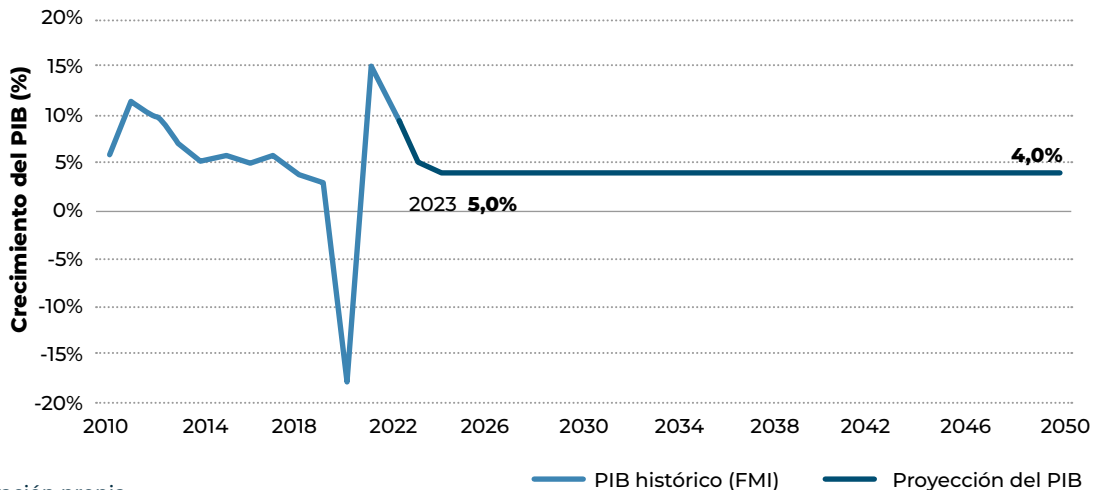


Fuente: Elaboración propia.

Para proyectar la demanda econométrica, se utilizó el crecimiento del PIB según las estimaciones del FMI (2023). La **figura 15** muestra la evolución del PIB del país, con un crecimiento proyectado de aproximadamente 5% en 2023 y un promedio del 4% a partir de 2025. El pronóstico del FMI abarca hasta 2028, por lo que para los años siguientes, se adoptaron las tasas de crecimiento disponibles del último año.

Figura 15

Crecimiento y proyección del PIB en Panamá.



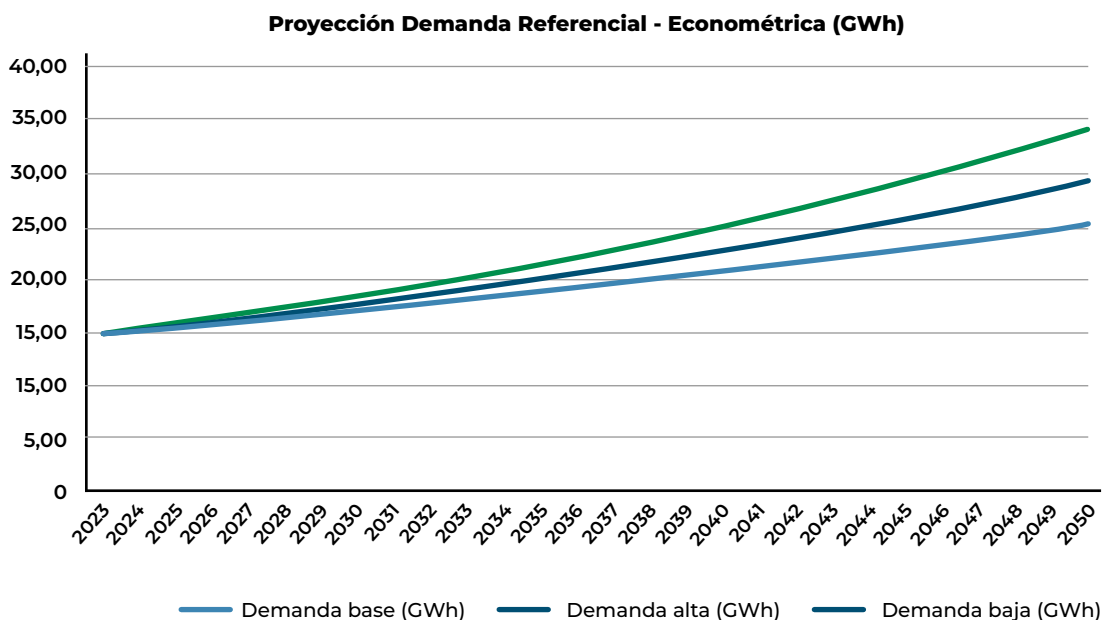
Fuente: Elaboración propia.

Con base en el análisis econométrico, se estima la demanda para el periodo 2023 - 2050. El crecimiento promedio durante este período fue de aproximadamente 2.7%, con una elasticidad cercana a 0.67 para Panamá. Las proyecciones de demanda econométrica indican un crecimiento acumulado del 104% entre 2023 y 2050. La **figura 15** presenta la proyección de crecimiento de la demanda para los años considerados.

Para representar la incertidumbre en el crecimiento de la demanda econométrica se ajustaron las proyecciones econométricas considerando un rango de +20%/-20% para la tasa de crecimiento del PIB. La **figura 16** presenta las proyecciones para la demanda referencial de Panamá.

Figura 16

Proyección para la demanda econométrica, escenarios alto, base (moderado) y bajo



Fuente: Elaboración propia.

Generación distribuida

Actualmente, se observa un aumento importante en la participación de la generación distribuida en los sistemas eléctricos, que requiere una atención en las estimaciones de su evolución a lo largo del horizonte de análisis para incorporar esta variable en las evaluaciones de largo plazo de los sistemas eléctricos. La metodología propuesta para estimar la inserción de generación distribuida tiene como base en Modelo de Bass (BASS, 1969), el cual se enfoca en estimar la curva de adopción de innovaciones.

Dicho modelo considera que las tecnologías de generación distribuida son innovaciones discontinuas y se enmarca en la Teoría de Difusión de Innovaciones, que establece que la inserción de una tecnología puede ser representada por una “Curva S”, que se divide en tres fases: adoptantes iniciales (innovadores), adopción mayoritaria (imitadores) y adoptantes finales (retrasados).

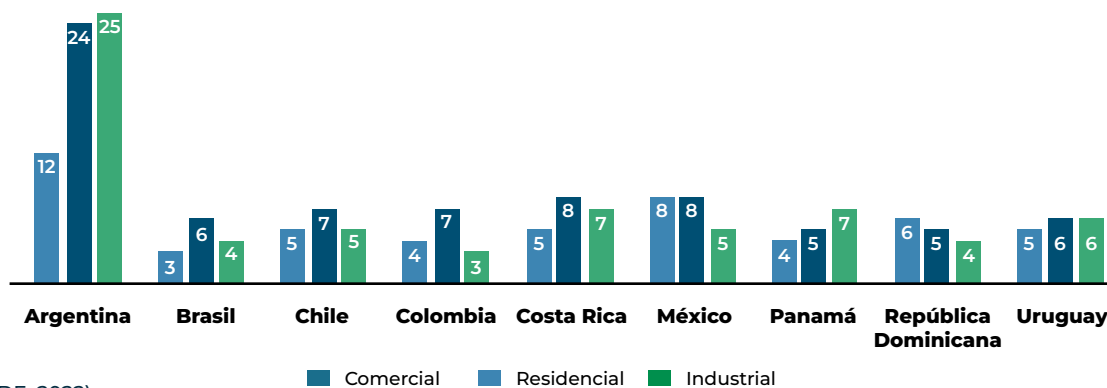
El modelo de Bass propuesto contempla un análisis *bottom-up* para la estimación del mercado potencial y un abordaje *top-down* para el modelado de la difusión. El principal factor que incluye en la estimación de este mercado es el atractivo económico, el cual se ve impactado por el costo de inversión de la tecnología y de las tarifas eléctricas que pagan los consumidores. El modelo consta de cuatro etapas: (i) evaluación de la demanda de electricidad en cada sector de la economía de acuerdo con el balance energético; (ii) estimación del mercado potencial final; (iii) determinación de la difusión del mercado; y (iv) calibración del modelo según datos históricos.

En la etapa de evaluación socioeconómica, se desea determinar quiénes tienen las condiciones técnicas y financieras para adquirir el producto, en este caso, los sistemas de generación distribuida. En la fase de estimación del mercado potencial, se calcula el número de hogares que podrían invertir en la tecnología según su atractivo económico, basado en el concepto de *payback*. Este concepto se considera la metodología más adecuada para los consumidores residenciales en general (National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2016), (B. SIGRIN, 2014). A partir de la definición de *payback*, se puede definir el mercado final (BECK., 2009).

Los *paybacks* de los proyectos depende de condiciones regulatorias y de cómo se valoran las tarifas. Como referencia, para las estimaciones de la generación distribuida en este estudio se utilizan valores de *payback* calculados por OLADE en el informe “El estado de la generación distribuida solar fotovoltaica en América Latina y El Caribe” (OLADE, 2022), de 2022. La **figura 17** a continuación presenta los valores de *payback*, en años, calculados por OLADE para diferentes países latinoamericanos, inclusive para Panamá.

Figura 17

Payback para proyectos de generación distribuida (en años).



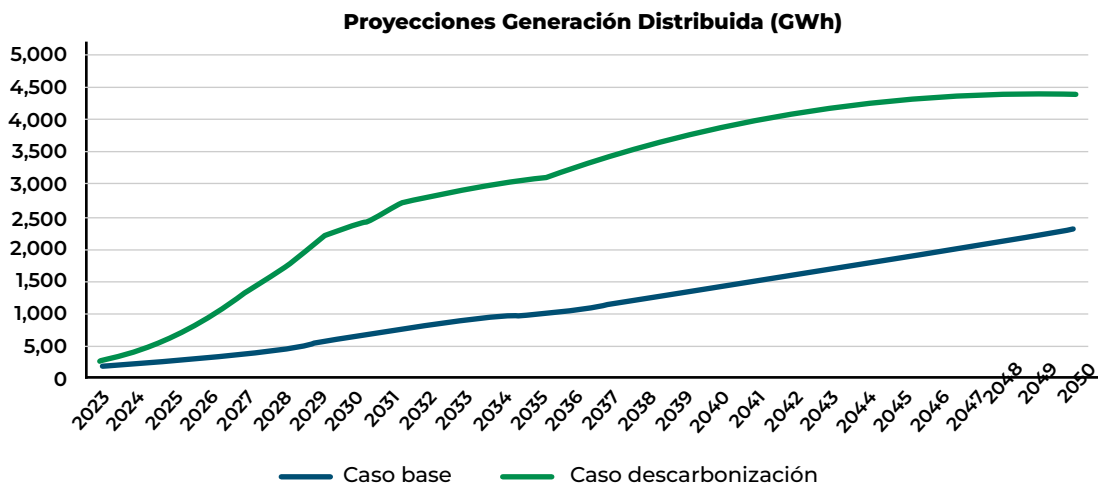
Fuente: (OLADE, 2022).

A largo plazo, se adopta un *payback* de 9 años para todos los sectores, según un estudio publicado por el CAISO (CAISO, 2021) de 2021. A partir del cálculo de la fracción de mercado máxima y del mercado potencial inicial, se define el mercado potencial final y se determina la difusión del mercado utilizando el modelo de Bass, resultando en una curva S de adopción por parte de los consumidores. De acuerdo con algunas referencias (Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE), 2019), (ISLAM, 2014), (MORTARINO, 2010).

Según datos históricos, Panamá alcanzó aproximadamente 67 MW de generación distribuida al final de 2022. Con los valores proyectados de 2023 a 2032 y *paybacks* moderados, se espera un aumento en el mercado potencial y atracción de más consumidores. Basándose en la evolución histórica de la capacidad instalada y los *paybacks* de cada sector económico, se estima la curva de inserción de generación distribuida en Panamá. Esta metodología se utilizó para estimar las proyecciones de inserción de generación distribuida en el escenario base. Para el caso de descarbonización, se ajustó la curva de inserción del caso base a las metas de inserción para la generación distribuida establecidas en la ATE y ENGD, como ilustrado en la **figura 18** a continuación.

Figura 18

Curva de inserción de generación distribuida en Panamá (en GWh-año) – Casos base y descarbonización.



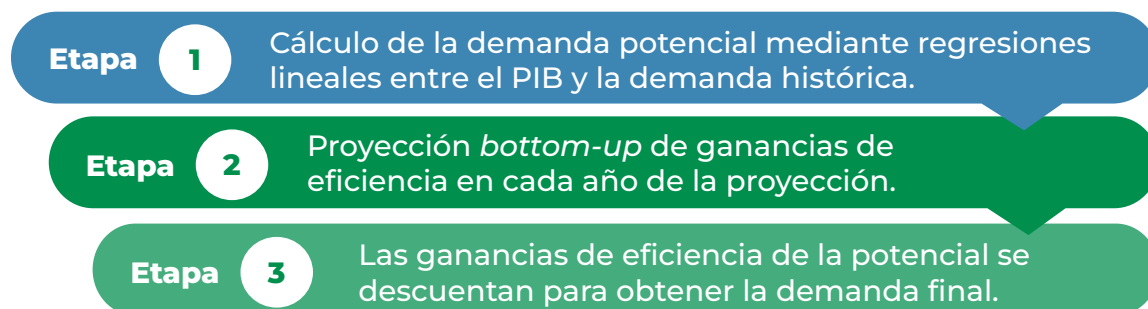
Fuente: Elaboración propia.

Eficiencia Energética

La metodología utilizada para proyectar la implementación de programas de eficiencia energética tiene como base las proyecciones realizadas por la Empresa de Pesquisa Energética (EPE) de Brasil en su “*Plano Decenal de Expansão de Energia 2032*” (PDE 2032) (Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE), 2023). EPE utilizó una metodología *bottom-up* para estimar las ganancias de eficiencia en cada sector de la economía y calculando la demanda potencial, es posible estimar la demanda total descontando el total referido a las ganancias de eficiencia.

Figura 19

Proceso de cálculo das ganancias de eficiencia.



Fuente: Elaboración propia.

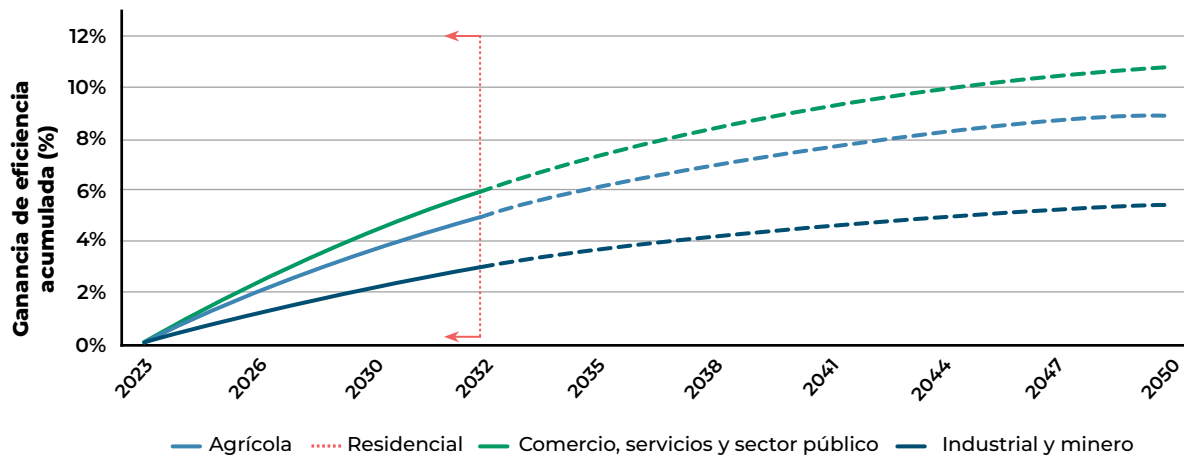
Las ganancias de eficiencia se calculan para cada sector de la economía según esta metodología. Para el sector comercial, de servicios y público, los supuestos de eficiencia se basaron en el historial y rendimientos potenciales de los balances energéticos. En grandes consumidores industriales, se evaluó la eficiencia energética de cada rama industrial, basándose en la penetración tecnológica y las ganancias de rendimiento esperadas. Para el sector residencial, se utilizó el Modelo de Proyección Energética del Sector Residencial (MSR) de EPE (2021), que realiza un análisis desagregado de los principales equipamientos residenciales hasta llegar a un valor de eficiencia para la clase. El MSR es un modelo técnico-paramétrico basado en un enfoque *bottom-up*, utilizando datos desagregados de equipamiento residencial para obtener proyecciones de consumo de energía.

La **Figura 20** presenta las perspectivas de ganancias de eficiencia en cada sector según la metodología adoptada por EPE, en el año 2032 (último considerado en el análisis).

Para los 10 primeros años del estudio (2023-2032) se utilizó la curva de adopción de la EPE, desagregada por sector. Para los años posteriores hasta 2050, se extendieron las curvas con base en una regresión polinomial 3, que presentó el mejor ajuste a la curva inicial.

Figura 20

Curvas de ganancias de eficiencia por sector.



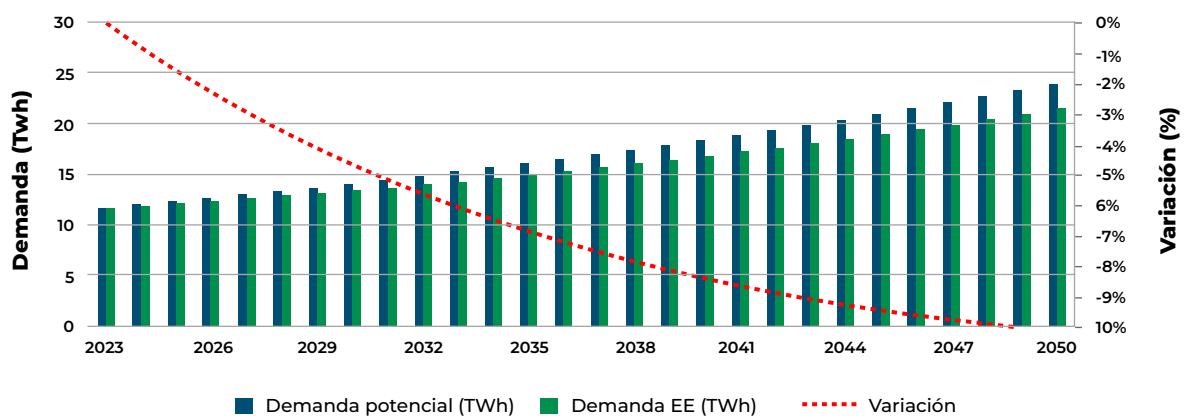
Fuente: (Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE), 2023).

Para el sistema de Panamá, el sector de mayor énfasis es el sector de comercio y servicios, representando aproximadamente la mitad de la demanda total, seguido por el sector residencial con 27%. Además, hay los sectores de agropecuaria, pesca y minería (18%), industrial (5%) y lo de transportes (1%).

En la **figura 21** a continuación, aplicando las curvas de ganancias de eficiencia de los sectores, se puede observar una reducción de hasta 10% con relación a la demanda referencial de 2050.

Figura 21

Proyección de ganancias de eficiencia en Panamá.

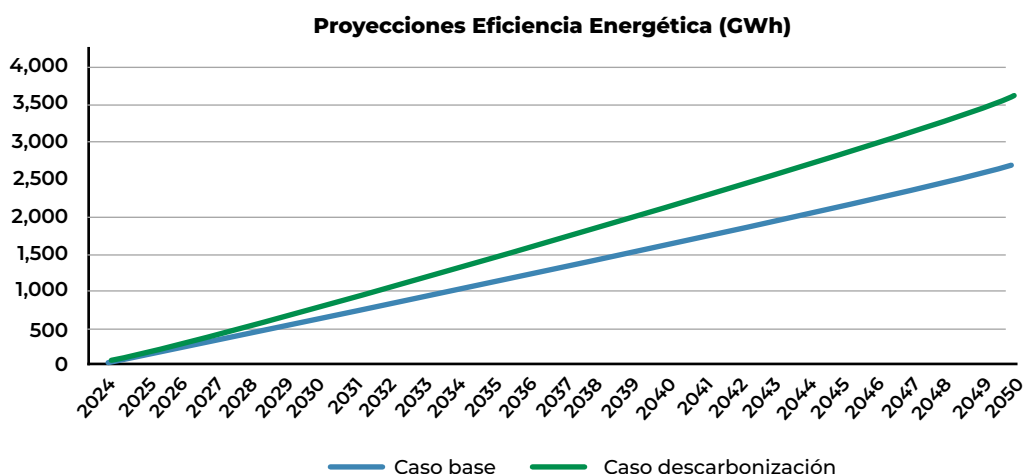


Fuente: Elaboración propia.

Los valores anteriores se utilizaron para representar el programa de eficiencia energética para el escenario moderado, utilizado para el caso base. Para el escenario agresivo, se ajustó la curva de eficiencia energética para cumplir con las metas establecidas en la ENUREE, proyección que se consideró en los estudios del caso de descarbonización. Dichas proyecciones son ilustradas en la **figura 22** a continuación.

Figura 22

Curva de inserción de EE en Panamá (en GWh-año) – caso base y descarbonización.



Fuente: Elaboración propia.

Demanda Final

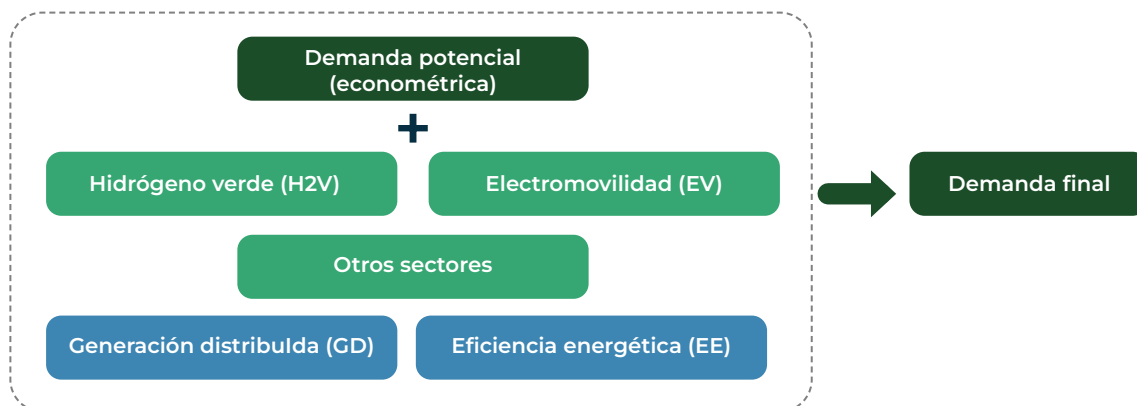
Para determinar la demanda de electricidad se considera el siguiente procedimiento:

- Proyección para la demanda econométrica;
- Demanda para producción de hidrógeno verde utilizado para descarbonizar actividades relacionadas al sector de transporte y para exportación de excedentes, resultante de los estudios del sector transporte;
- Demanda de electromovilidad, resultante de los estudios del sector transporte;
- Demanda para electrificación de los otros sectores energéticos, resultante de las simulaciones de los subsectores residencial, comercial e industrial;
- Inserción de generación distribuida;
- Implementación de programas de eficiencia energética.

La **figura 23** a continuación ilustra el procedimiento para calcular la demanda final que se considera en los estudios del sector eléctrico.

Figura 23

Demanda final sector electricidad.



Fuente: Elaboración propia.

Candidatos para la expansión de la oferta

Los parámetros técnicos y económicos de las tecnologías candidatas son supuestos clave para optimizar la expansión a largo plazo. Estas tecnologías serán seleccionadas para componer la expansión de la oferta por el modelo OPTGEN, según criterios económicos. La **tabla 8** a continuación ilustra los datos de costos de inversión para las tecnologías de expansión consideradas.

Tabla 8

Costos de inversión por tecnología.

Concepto	Gas CC	Gas CC	Combustibles líquidos	Eólica onshore	Eólica offshore	Solar	Batería (6h)	Batería (4h)	Batería (2h)
Costo de inversión (USD/kW)	1,200	850	800	1,450	3,000	1,300	2,500	1,600	1,000
Tiempo de construcción (años)	3	2	1	2	5	1	1	1	1
Vida útil (años)	25	25	20	25	25	30	15	15	5
Costo O&M fijo (USD/kW/año)	2.5%	2.5%	3.5%	2%	2%	1.5%	1%	1%	1%
Tasa de descuento	12%	12%	12%	6.5%	6.5%	6%	6.5%	6.5%	6.5%

Fuente: NREL Annual Technology Baseline (NREL, 2023).

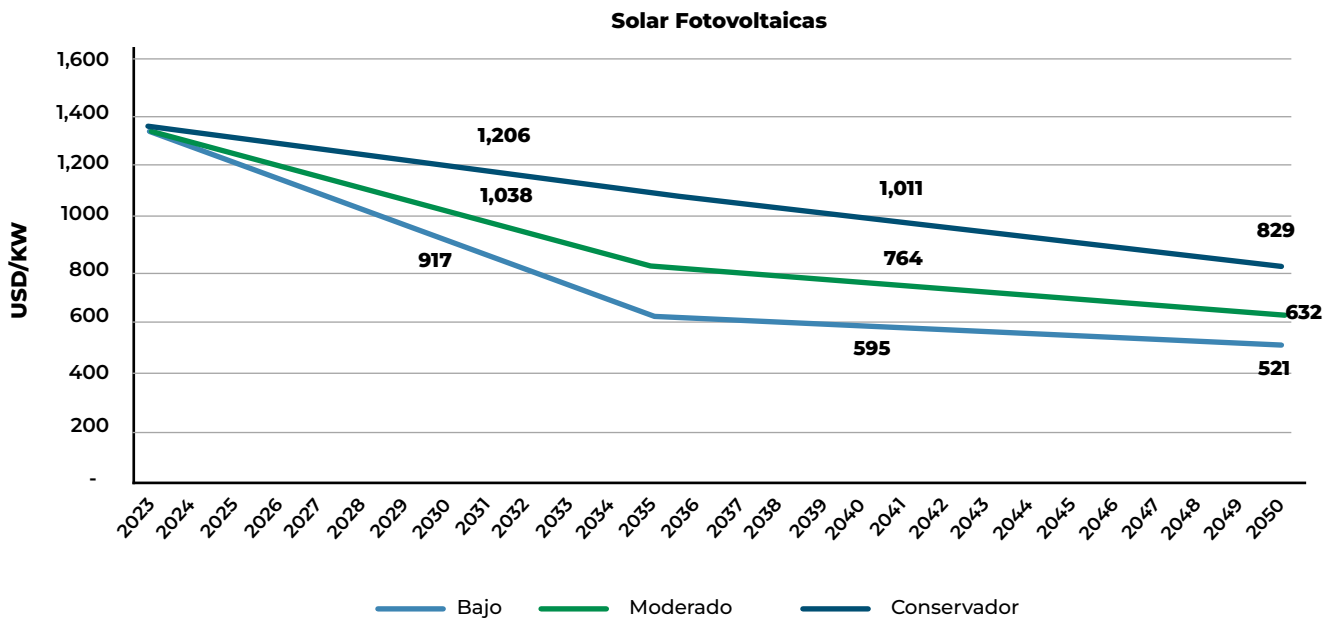
Los valores ilustrados por tecnología son referenciales. Los costos de inversión para las centrales renovables variables se ajustaron de acuerdo con los estudios de expansión desarrollados por ETESA (2023), basándose en el promedio informado en la tabla 8 anterior.

Además, se adoptaron costos de inversión decrecientes para las tecnologías solares, eólicas y de almacenamiento en baterías, debido a los avances tecnológicos. Las curvas de evolución de costos para estas tecnologías fueron elaboradas por los consultores basándose en informes de reconocidas instituciones, como la Comisión Chilena de Energía (Comisión Chilena de Energía (CNE), 2023) y el Annual Technology Baseline (NREL, 2023), además de la propia experiencia del Consultor.



Figura 24

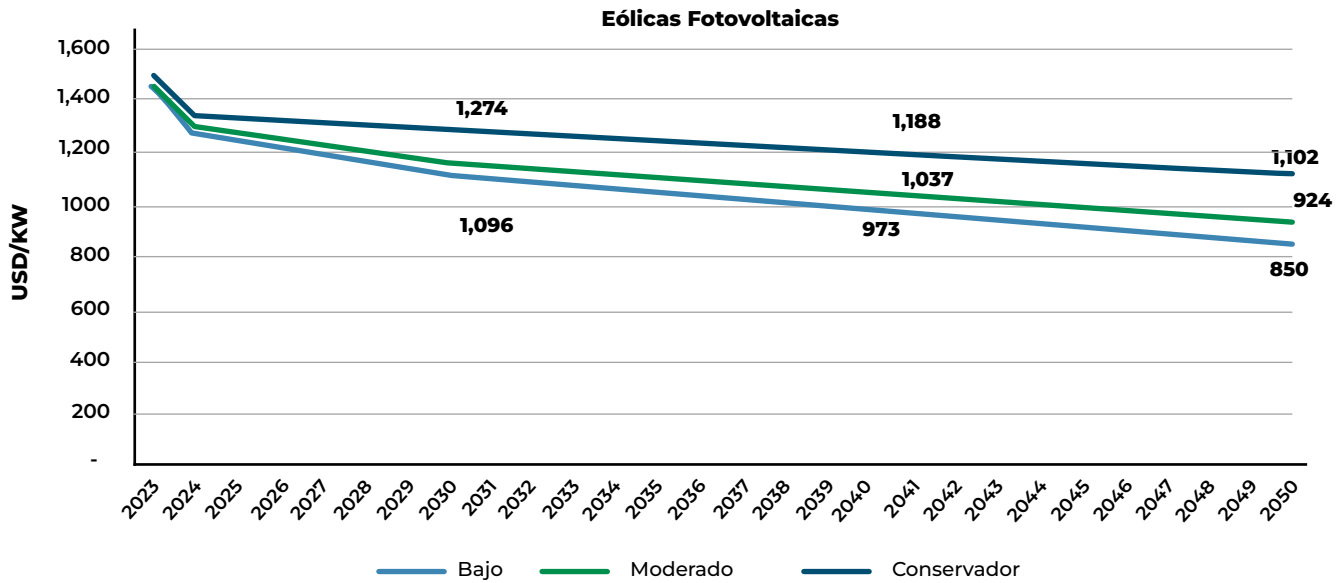
Curva de costos de inversión para plantas solares.



Fuente: NREL Annual Technology Baseline (NREL, 2023).

Figura 25

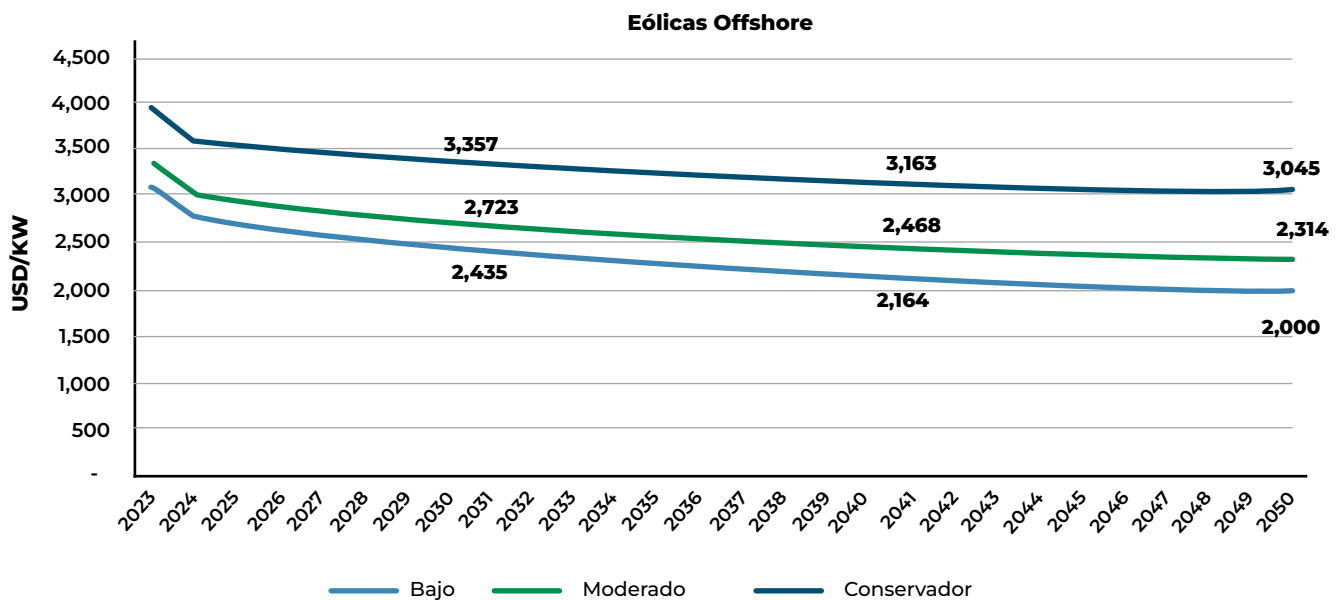
Curva de costos de inversión para plantas eólicas onshore.



Fuente: NREL Annual Technology Baseline (NREL, 2023).

Figura 26

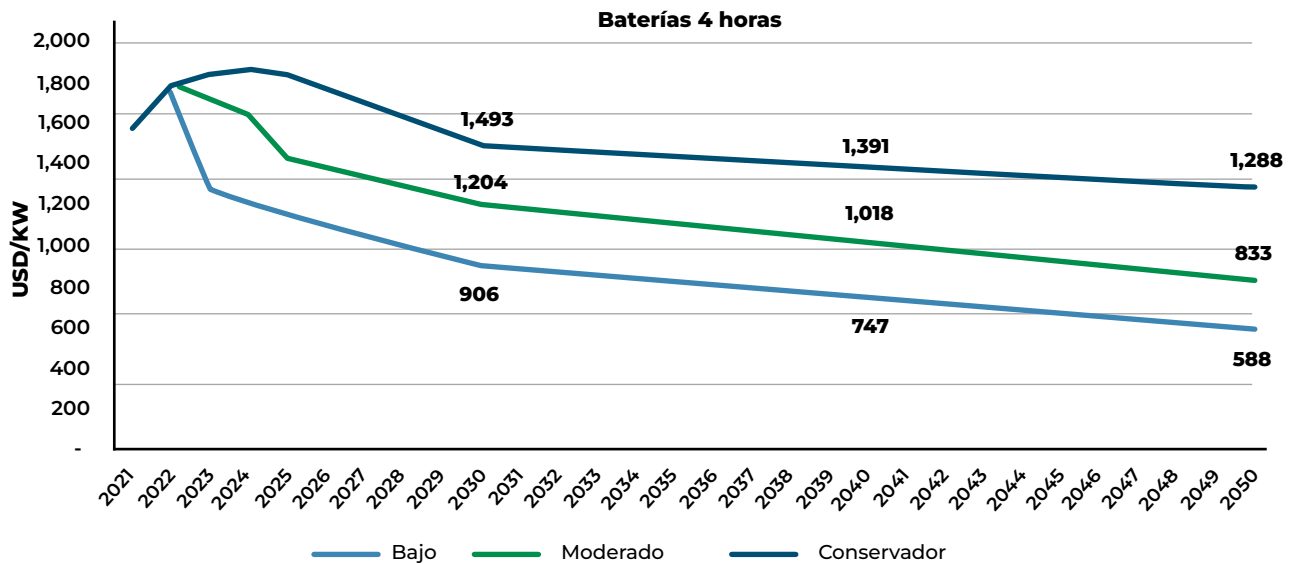
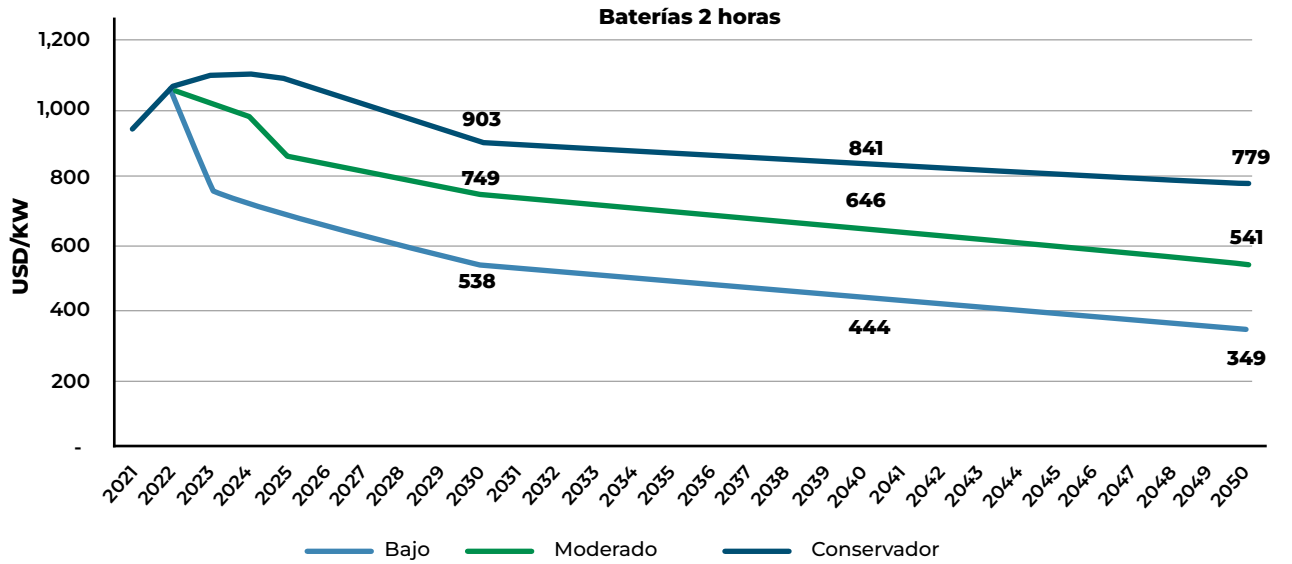
Curva de costos de inversión para plantas eólicas offshore.

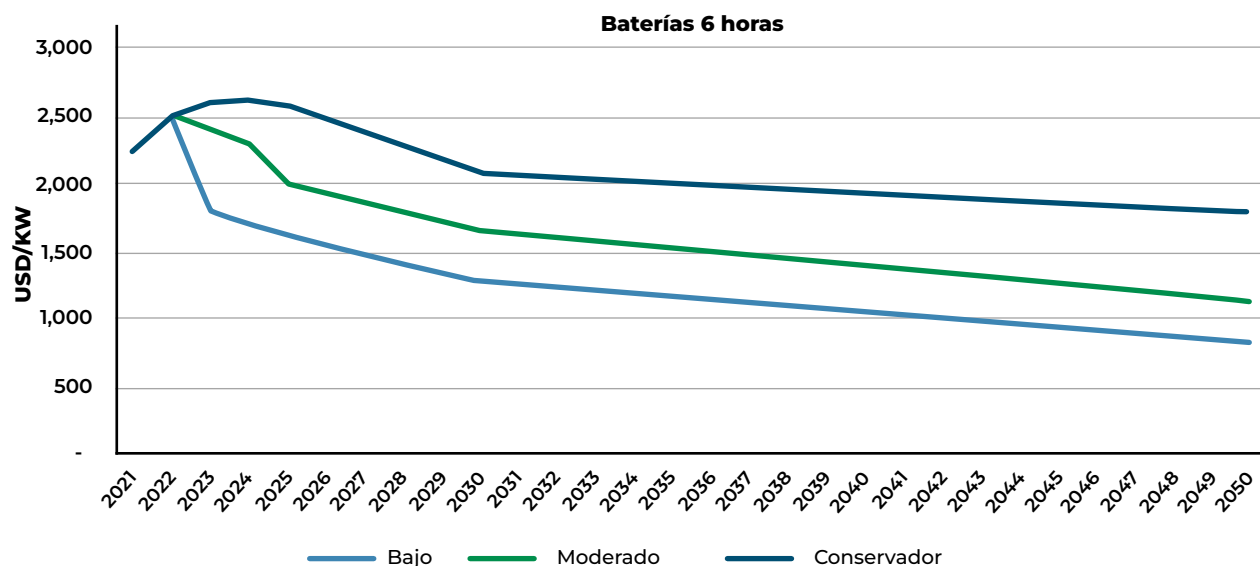


Fuente: NREL Annual Technology Baseline (NREL, 2023).

Figura 27

Curva de costos para plantas de baterías de 2, 4 y 6 horas de regulación.





Fuente: NREL Annual Technology Baseline (NREL, 2023).

Para las centrales hidroeléctricas se adoptaron costos de inversión utilizados en los estudios de expansión desarrollados por ETESA (ETESA, 2023), ilustrados en la **tabla 9** a continuación.

Tabla 9

Costos de inversión para proyectos candidatos de hidroeléctricas.

Nombre de la Central Hidroeléctrica	Potencia Instalada (MW)	Costo de inversión (USD/kW)	Tiempo de construcción (años)	Vida útil (años)	Costo O&M fijo (USD/kW/año)	Tasa de descuento
6-EIAltoG4-H	1.1	3,478.9	1	50	2%	12%
6-Burica-H	63	4,204.1	4	50	2%	12%
6-Chuspa-H	8.8	3,569.1	1	50	2%	12%
6-Tizingal-H	4.643	3,520.4	1	50	2%	12%
6-ChangII-H	210.94	5,937.2	4	50	2%	12%
6-ChanIIIG3-H	12.95	3,617.7	4	50	2%	12%
6-SBartolo-H	19.44	3,693.7	4	50	2%	12%
6-Fraile2-H	6.66	3,544	1	50	2%	12%
6-Macano2-H	4.15	3,514.6	1	50	2%	12%
6-MinPando-H	0.51	3,472	1	50	2%	12%
6-PedregG4-H	0.906	3,476.6	1	50	2%	12%
6-Pedre2G3-H	0.663	3,473.8	1	50	2%	12%

Fuente: ETESA, Plan de Expansión 2023 (ETESA, 2023).

Estimación de la creación de empleos en tecnologías renovables

La metodología para estimar el número de empleos asociados a la expansión de la oferta de centrales renovables en Panamá tiene como base la metodología del informe “Outlook on employment effects of a Global Energy Transition” (Greenpeace, 2018), y se ilustra en la **tabla 10** a continuación.

Tabla 10

Factores para evaluación del número de empleos asociados a la expansión de la oferta renovable.

	Construcción / Instalación Empleos año / MW				Operaciones & Mantenimiento Empleos año / MW			
	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Carbón	38.76	38.76	35.34	31.92	0.476	0.476	0.434	0.392
Gas	6.12	6.12	5.58	5.04	0.476	0.476	0.434	0.892
Nuclear	40.12	40.12	36.58	33.04	2.04	2.04	2.04	1.68
Biomasa	47.6	47.6	43.4	39.2	5.1	5.1	5.1	4.2
Hidroeléctrica (grande)	25.5	25.5	23.25	21	0.68	0.68	0.68	0.56
Hidroeléctrica (pequeña)	53.72	53.72	48.98	44.24	16.66	16.66	16.66	13.72
Eólica terrestre	10.2	10.2	9.3	8.4	1.02	1.02	1.02	0.84
Eólica marina	22.1	22.1	20.15	18.2	0.51	0.51	0.51	0.42
Fotovoltaica (PV)	44.2	44.2	40.3	36.4	2.38	2.38	2.38	1.96
Geotérmica	23.12	23.12	21.08	19.04	1.36	1.36	1.36	1.12
Solar térmica	30.26	30.26	27.59	24.92	2.38	2.38	2.38	1.96
Energía oceánica	35.02	35.02	31.93	28.84	2.04	2.04	2.04	1.68
Geotérmica - calor	23.46	23.46	21.39	19.32	0	0	0	0
Solar - térmica	28.56	28.46	26.04	23.52	0	0	0	0
Desmantelamiento nuclear	3.23	3.23	2.945	2.66	0	0	0	0

Fuente: Desarrollo propio con base en (Greenpeace, 2018).

La razón para separar los empleos en construcción e instalación de los empleos en operación y mantenimiento es que los primeros son empleos temporales creados solo durante la instalación del proyecto, mientras que los segundos son empleos permanentes.

Para las estimaciones, se utilizan los factores de empleo de centrales renovables y resultados de proyecciones de inserción de centrales renovables, para cada uno de los casos y escenarios desarrollados.

REGRESAR
AL INDICE

3.

PRINCIPALES RESULTADOS



3.1. Análisis del sector de transporte



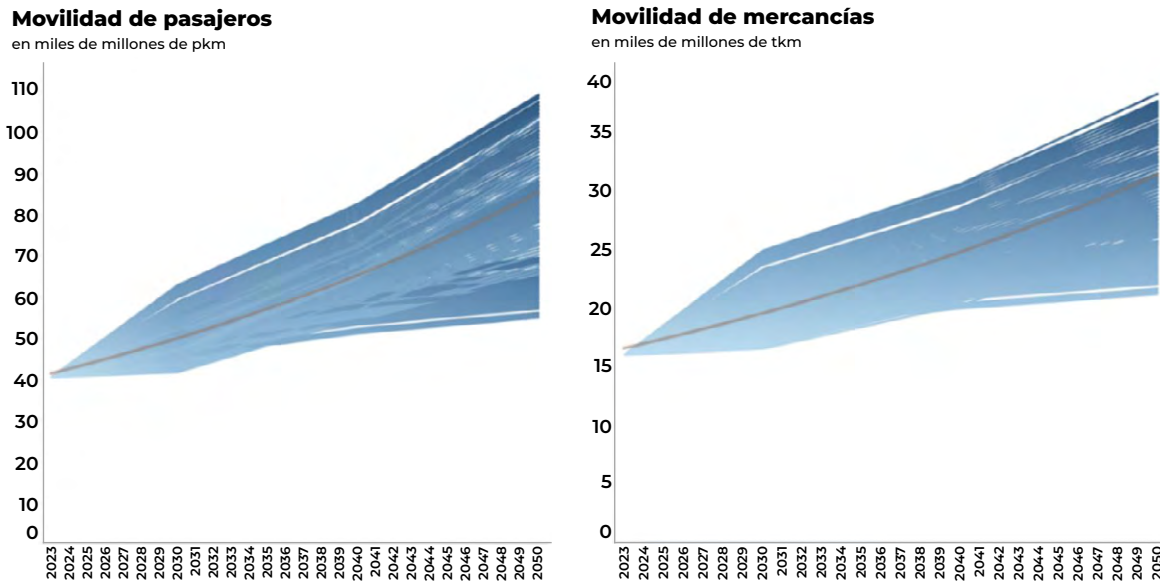
En esta sección, se detalla la caracterización del sistema de transporte panameño. Se ilustran los resultados del caso base y los distintos escenarios de descarbonización, presentando un análisis de aspectos clave para las metas de desempeño del estudio. Finalmente, se realizan conclusiones para cada caso, evaluando el caso base frente a los escenarios de descarbonización.

3.1.1. Caso base

Movilidad de pasajeros y mercancías

La métrica de desempeño asociada a la movilidad de pasajeros y mercancías en Panamá se define como la cantidad de pasajeros o mercancías transportadas por kilómetro, representada por las unidades de pkm (pasajeros-kilómetro) y tkm (toneladas-kilómetro). La **figura 27** ilustra la evolución proyectada de la demanda de movilidad de pasajeros y de mercancías. En estas gráficas, cada línea simboliza una trayectoria posible dentro de un espectro de 352 escenarios futuros simulados de movilidad de personas y mercancías, basados en supuestos sobre variables económicas y tecnológicas. Por ejemplo, los supuestos incluyen tres proyecciones distintas para el crecimiento del Producto Interno Bruto, que varían de bajo a alto y afectan directamente la demanda de transporte debido a la correlación entre la actividad económica y la movilidad de pasajeros y mercancías. Las gráficas representan el rango de demanda esperado. En los escenarios más extremos, que combinan un PIB alto, precios de combustibles bajos y una mayor preferencia por el transporte individualizado, la demanda de transporte podría casi triplicarse en comparación con los niveles de 2023.



Figura 28**Escenarios de demanda del sector transporte – caso base.**

Fuente: Elaboración propia.

Pasajeros en el transporte público

La métrica de desempeño del transporte público en Panamá se basa en el número anual de pasajeros transportados, expresado en millones. Esta métrica proporciona una visión clara de la utilización y relevancia del transporte público, que abarca tanto el metro como los autobuses, en el sistema de movilidad del país.

Según la proyección inicial para 2023, se espera que se transporten aproximadamente 263 millones de pasajeros al año, de los cuales alrededor del 40% utilizarán el metro, mientras que el resto se desplazará en autobuses. Se anticipa un crecimiento continuo a partir de este punto, impulsado por el desarrollo de nuevas líneas de metro y la mejora del servicio de autobuses. Para 2050, las proyecciones indican que la utilización del transporte público podría variar significativamente, con estimaciones que oscilan entre 523 y 900 millones de pasajeros anuales.

Esta amplia gama de resultados se debe a varias incertidumbres consideradas en el análisis, incluyendo variaciones en el Producto Interno Bruto, que afectan la capacidad y disposición de los ciudadanos para utilizar el transporte público. En estos resultados también influyen los avances en la eficiencia y capacidad de los sistemas de transporte, como mejoras en la infraestructura del metro y autobuses, y la implementación de políticas y campañas de publicidad que podrían modificar la preferencia por el transporte público.

Tiempo en Tránsito

La métrica de desempeño del tiempo en tránsito mide los minutos promedio que cada habitante dedica al transporte diariamente. Este indicador refleja la duración del viaje diario y se considera como un costo indirecto que afecta significativamente la calidad de vida.

Se estimó para el año 2023, un tiempo promedio en tránsito de aproximadamente 35 minutos por habitante al día, con un notable 58% de este tiempo transcurrido dentro de un automóvil. Proyecciones hacia 2050 anticipan un posible incremento del 100%, con tiempos de tránsito que podrían variar entre 45 y más de 90 minutos.



Este incremento implicaría una mayor inversión de tiempo en el transporte, reduciendo el tiempo disponible para actividades productivas. Este amplio rango de resultados se debe a incertidumbres, como el crecimiento del PIB, que influye en la demanda de movilidad de los pasajeros. Mejoras en el transporte público, como la expansión de redes de metro y la eficiencia de los servicios de autobuses, pueden reducir el tiempo en tránsito al ofrecer alternativas más rápidas en comparación con el tráfico vehicular. Además, la adopción del teletrabajo disminuye directamente la demanda de transporte diario, ya que menos personas necesitarían desplazarse a sus lugares de trabajo.

Venta de vehículos eléctricos

La métrica de desempeño en la venta de vehículos eléctricos se centra en analizar la transición hacia tecnologías de transporte de bajas emisiones en Panamá. Esta evaluación se basa en la tendencia de ventas según el tipo de tecnología: eléctrica (baterías), celdas de combustible, diésel y gasolina.

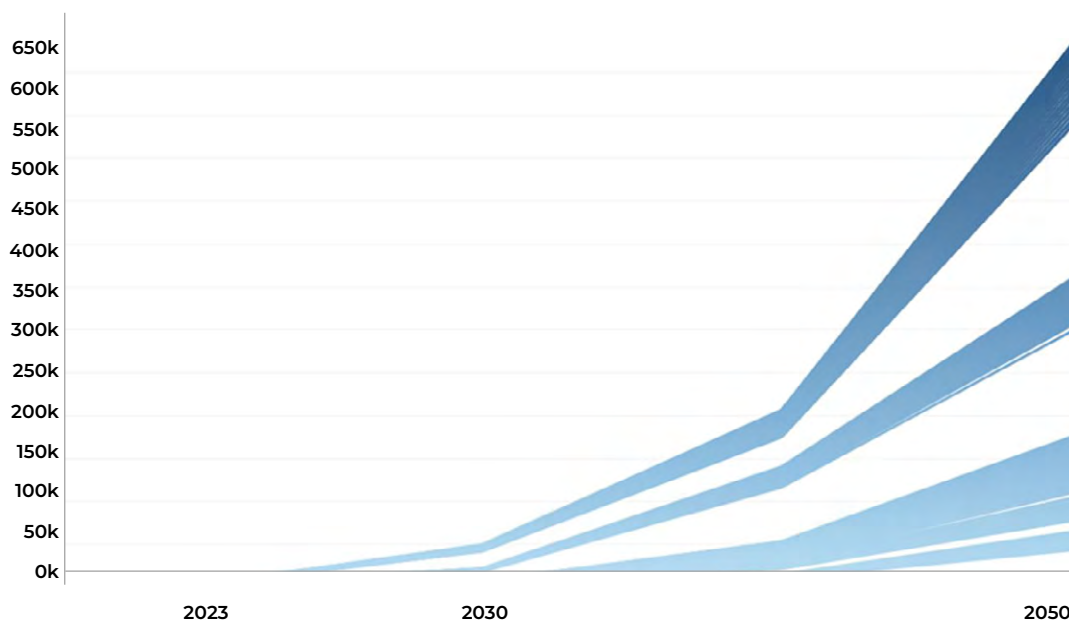
Para 2030, se proyecta que los vehículos eléctricos ocuparán una parte considerable del mercado, con una tasa de adopción estimada entre 0.41% y 5.5%. Esta variación en la adopción depende principalmente del costo nivelado de la tecnología, que influye directamente en la elección de los consumidores. Si los costos de los vehículos eléctricos y la electricidad se mantienen altos, es probable que la adopción se mantenga en niveles más bajos, cerca del 0.41%.

Por el contrario, si estos costos se reducen significativamente, las ventas de vehículos eléctricos podrían aumentar, alcanzando hasta el 5.5% del mercado. Sin embargo, incluso en los escenarios más favorables, las estimaciones para 2030 están por debajo del objetivo de la ATE, que pretende que al menos el 20% de las ventas sean de vehículos eléctricos. Para 2050, la participación de los vehículos eléctricos en el mercado podría llegar al 30%, en contraste con un declive en las ventas de vehículos a gasolina.

Adicionalmente, la **figura 28** muestra un crecimiento exponencial estimado en la flota de vehículos eléctricos en circulación desde 2023 hasta 2050. Este incremento refleja la venta progresiva de vehículos eléctricos y la inversión correspondiente en infraestructura de carga, lo cual es fundamental en la estrategia de movilidad eléctrica del país.

Figura 29

Escenarios de vehículos eléctricos en circulación – caso base.



Fuente: Elaboración propia.

Se proyecta que la infraestructura de cargadores en espacios públicos aumentará de 600 a 8,000 unidades para 2050. De estos, aproximadamente el 80% serán de carga regular (22 kW) y el 20% de carga rápida (más de 50 kW). La estimación se basa en que cada vehículo eléctrico necesitará 0.35 cargadores, reflejando el crecimiento en la adopción de vehículos eléctricos y sus necesidades de carga.

Además, se asume que, por cada cinco cargadores, cuatro serán regulares y uno rápido, manteniendo una proporción de 0.8 cargadores regulares por cada rápido.



Hidrógeno y sus derivados en el transporte

En el caso base, se asume que no se implementan estrategias relacionadas con el uso de hidrógeno y sus derivados en el transporte. Esta suposición implica que las operaciones en estos sectores continuarán dependiendo de las fuentes de energía convencionales, sin integrar el hidrógeno como alternativa para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

Energía renovable en la matriz energética del sector transporte

Esta métrica de desempeño mide el porcentaje de energías limpias utilizadas en el transporte, abarcando el consumo eléctrico de vehículos eléctricos. En el año 2023, el uso de energías renovables es prácticamente imperceptible en el sector de transporte. Sin embargo, se espera que para 2050, el uso de energías renovables en este sector aumente hasta representar el 6% del consumo total de energía en transporte. Esta estimación se basa en la proyección de un incremento significativo en la adopción de vehículos eléctricos, lo que elevará la demanda de electricidad dentro del sector.

En lo que respecta a la demanda de energía eléctrica para abastecer a los vehículos eléctricos la inserción de vehículos eléctricos contemplan escenarios de demanda de electricidad para el año 2050 que varían desde 200 GWh hasta 3,600 GWh.



Emisiones de GEI del sector de transporte

La métrica de desempeño referente a las emisiones de gases de efecto invernadero del sector transporte en Panamá se enfoca en cuantificar la contribución del transporte a las emisiones nacionales de GEI. Este indicador es esencial para evaluar los impactos climáticos de la movilidad y para guiar las políticas de reducción de emisiones.

Las emisiones del sector transporte en 2023 se establecieron como línea de base para futuras comparaciones (7,242 ktCO₂e). El análisis muestra una tendencia al alza en las emisiones totales a lo largo del período analizado. Para 2050, las proyecciones indican que, sin intervenciones significativas, las emisiones de GEI podrían variar entre 12,000 y 18,000 ktCO₂e. Este rango depende de dos factores principales: el crecimiento del PIB y el desarrollo de tecnologías limpias. Un PIB moderado podría acelerar la adopción de tecnologías más eficientes, manteniendo las emisiones hacia el extremo inferior del rango (12,000 ktCO₂e). En cambio, un desarrollo más lento de estas tecnologías, combinado con un alto crecimiento económico, podría aumentar las emisiones hacia el extremo superior del rango (18,000 ktCO₂e). En 2050, el transporte por carretera sería el principal contribuyente a las emisiones, seguido por el transporte marítimo y aéreo, mientras que el ferrocarril mantendría un perfil de emisiones considerablemente más bajo.

Escenarios de desarrollo de hidrógeno y sus derivados para las cadenas logísticas de transporte en Panamá

El desarrollo de las cadenas logísticas de transporte es crucial para el progreso económico de Panamá. Sin embargo, en el caso base se asume la continuidad de las tendencias actuales, sin un mercado de hidrógeno y sus derivados. En este contexto, se proyecta un aumento en las emisiones de GEI asociadas a las cadenas logísticas si no se adoptan medidas de mitigación eficientes. El análisis sectorial destaca la relevancia del transporte marítimo, que, al ser diez veces mayor que el mercado de la aviación, presenta el desafío más significativo en términos de reducción de emisiones.



3.1.2. Caso de descarbonización

En el escenario de descarbonización, se modela la implementación de políticas específicas para abordar la descarbonización del transporte mediante la electrificación y el uso de hidrógeno verde. Los resultados reflejan los rangos simulados bajo este contexto.



Movilidad de pasajeros y mercancías

En el escenario de descarbonización, la implementación de políticas de teletrabajo y el avance de la digitalización de la economía han tenido un impacto significativo en la demanda de movilidad de pasajeros. Se estima que estas políticas podrían reducir la demanda de movilidad de pasajeros en un 15% para 2050, en comparación con el recorrido promedio actual. Esto se refleja en las proyecciones, que muestran que, a pesar del crecimiento poblacional y económico, la demanda de pkm tiene un incremento más moderado en comparación con un escenario sin estas intervenciones.

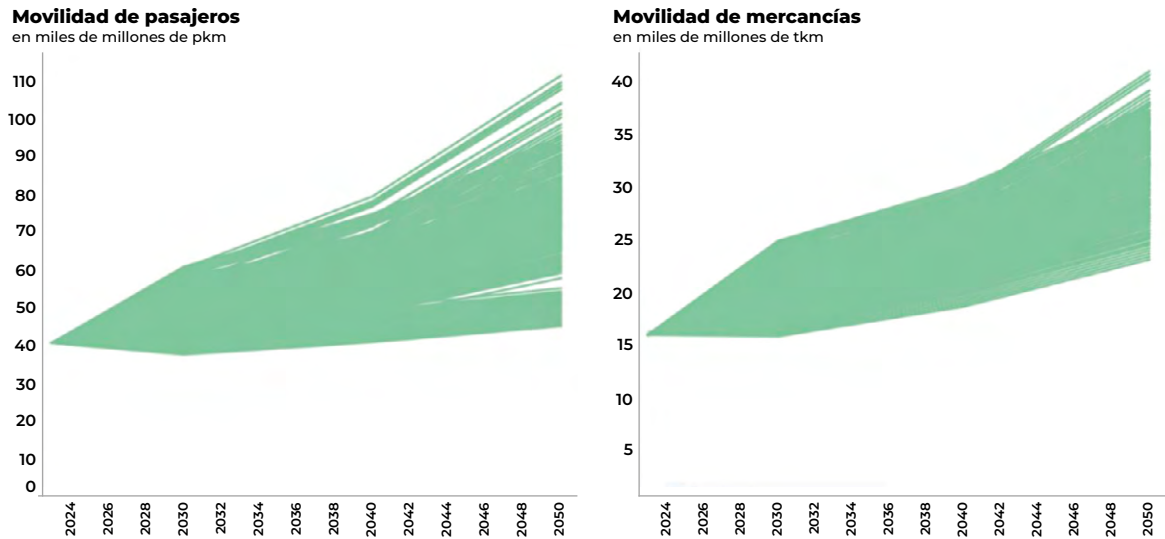
En contraste, la movilidad de mercancías no se ve directamente afectada por políticas de descarbonización que influyan en su demanda, resultando en proyecciones similares tanto en el caso base como en el de descarbonización. Se espera que la demanda de tkm para el transporte de mercancías alcance entre 20 y 35 mil millones de tkm para 2050, reflejando una continuidad en el crecimiento basado en las tendencias de expansión del comercio y la logística.

En la **figura 31** se presentan los resultados de evolución interanuales para cada uno de los 352 escenarios simulados de la movilidad de pasajeros y mercancías en el caso de descarbonización. Cada una de las líneas de la **figura 30** representa la proyección para la movilidad de pasajeros y mercancías en Panamá, bajo diferentes supuestos de adopción de políticas de descarbonización, similar al análisis realizado en el caso base.



Figura 30

Proyección de la movilidad de pasajeros y mercancías en el caso de descarbonización.



Fuente: Elaboración propia.

Pasajeros en el Transporte Público

En el caso de descarbonización, las políticas implementadas para incentivar el transporte público y promover el cambio modal hacia medios de transporte menos contaminantes se han traducido en resultados significativos, especialmente después del año 2040. Los esfuerzos para aumentar la utilización del transporte público han logrado un aumento aproximado del 60% en el número de pasajeros con relación al caso base y se espera que el número de pasajeros alcance hasta 1,400 millones al año para 2050. Este aumento representa más de cinco veces el número de pasajeros comparado con las cifras de 2023, evidenciando una adopción masiva del transporte público como resultado directo de las políticas implementadas.



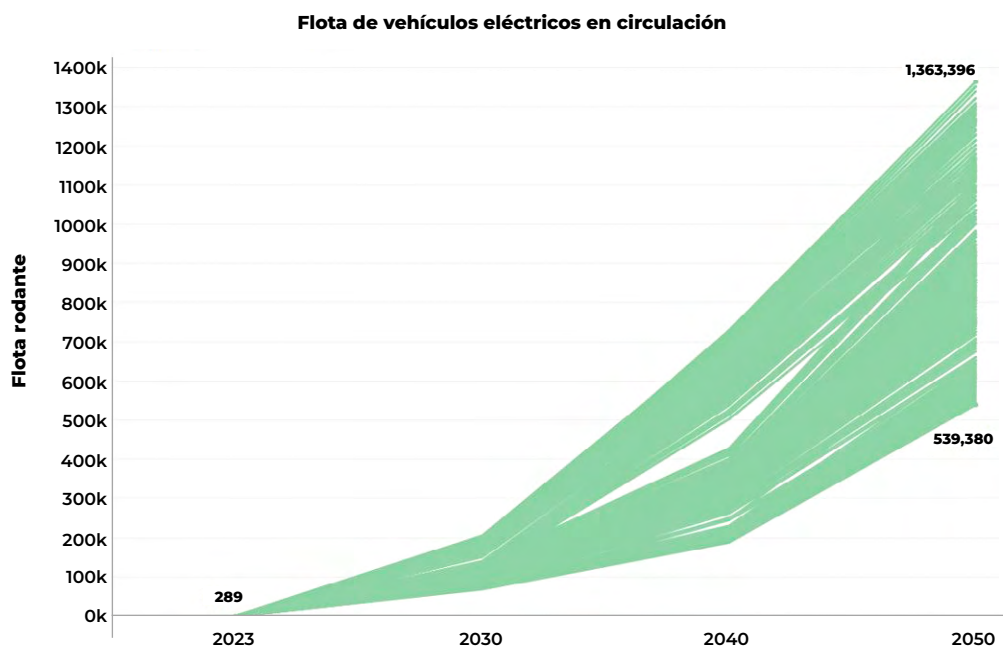
Venta de vehículos eléctricos

En el escenario de descarbonización, el modelo asume un aumento significativo en las ventas de vehículos eléctricos, tanto en automóviles como en autobuses. Para 2030, se proyecta que los automóviles eléctricos representen entre el 12% y el 30% de las ventas totales de automóviles y hasta un 35% de los autobuses, con una tendencia creciente hacia 2040 y 2050. Además, se anticipa que para 2050, la participación de vehículos eléctricos en las ventas totales alcance hasta el 100%, impulsada por políticas firmes de fomento a tecnologías limpias y la mejora continua de la infraestructura de carga.

Simultáneamente, como se ilustra en la **figura 31**, la flota de vehículos eléctricos en circulación muestra un crecimiento exponencial.

Figura 31

Evolución de la flota de vehículos eléctricos en Circulación en el caso descarbonización.



Fuente: Elaboración propia.

El desarrollo de la infraestructura de carga pública acompaña esta transición. Se espera que el número de cargadores públicos crezca sustancialmente, pasando de unos pocos cientos en 2023 a aproximadamente 5,000 en 2030, 30,000 unidades en 2040 y más de 50,000 para 2050.”

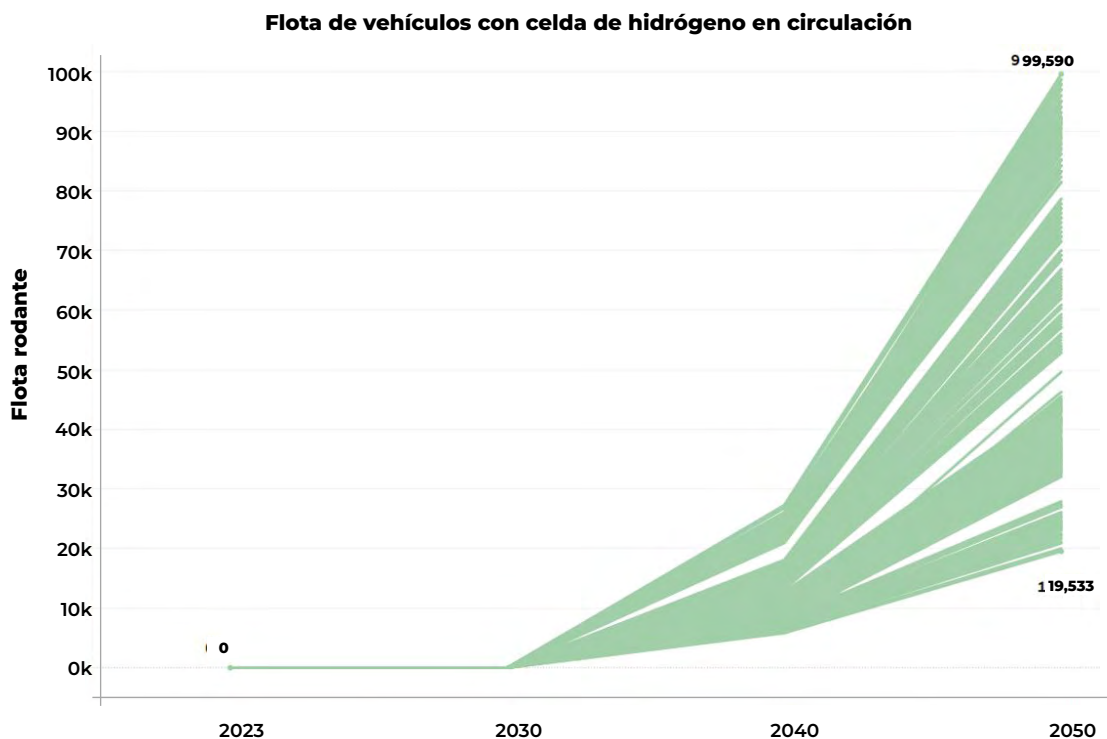
Venta de vehículos celda de hidrógeno

En el escenario de descarbonización, se proyecta una significativa adopción de vehículos con celda de hidrógeno, especialmente en el transporte pesado. Entre 2030 y 2050, se anticipa una aceleración en la venta de camiones medianos y pesados con esta tecnología. Para 2050, se espera que los camiones medianos alcancen hasta el 25% de las ventas y los camiones pesados alrededor del 50% del mercado. Este incremento refleja las políticas destinadas a reducir las emisiones del sector del transporte pesado y la mejora en la infraestructura de abastecimiento de hidrógeno.

El crecimiento de la flota de vehículos con celda de hidrógeno sigue esta tendencia de ventas. Se prevé que esta flota se expanda desde prácticamente ninguna unidad en 2023 hasta aproximadamente 100,000 para 2050. Sin embargo, hay una considerable incertidumbre en estas proyecciones, con estimaciones que varían desde un mínimo de 19,000 unidades hasta el límite superior mencionado.

Figura 32

Evolución de la flota de vehículos con celda de hidrógeno en circulación caso de descarbonización.



Fuente: Elaboración propia.

Hidrógeno y sus derivados en el transporte

En Panamá, se han desarrollado dos casos para evaluar el impacto del hidrógeno verde en las cadenas logísticas de transporte: (i) el caso nacional, centrado en satisfacer la demanda interna, y (ii) el caso internacional, que abarca tanto la demanda nacional como la internacional. Este último aprovecha la posición estratégica de Panamá como un nodo logístico global.

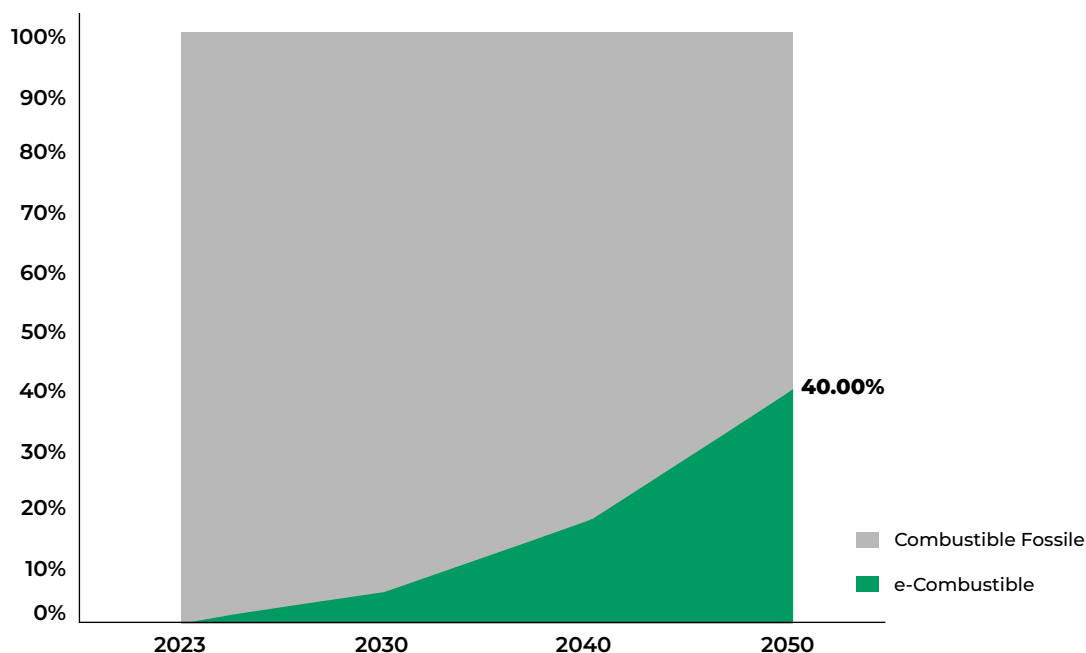
La metodología para calcular la demanda de hidrógeno en estos escenarios se basa en suposiciones sobre el crecimiento del PIB y la elasticidad de la demanda energética del sector transporte. Además, se estima la demanda de hidrógeno necesaria para cumplir con las metas establecidas, basándose en las expectativas de consumo energético del sector.

Para el 2050, se proyecta que la demanda de hidrógeno verde en sectores carretero, aviación y marítimo en el caso nacional alcanzará 102,3 mil toneladas anuales, suficiente para las metas sectoriales. Para el caso internacional, se estima una demanda de hasta 838,8 mil toneladas anuales, cubriendo el 40% del sector marítimo internacional en Panamá y posicionando al país como un centro global de suministro de hidrógeno verde.

Energía renovable en la matriz energética del sector transporte

El compromiso de Panamá con la descarbonización del transporte se refleja claramente en el incremento del uso de energías renovables dentro de la matriz energética del sector transporte. Para 2050, se espera que el porcentaje de energías renovables alcance el 40%.



Figura 33**Evolución del porcentaje de energías renovables en la matriz energética del transporte caso de descarbonización.**

Fuente: Elaboración propia.

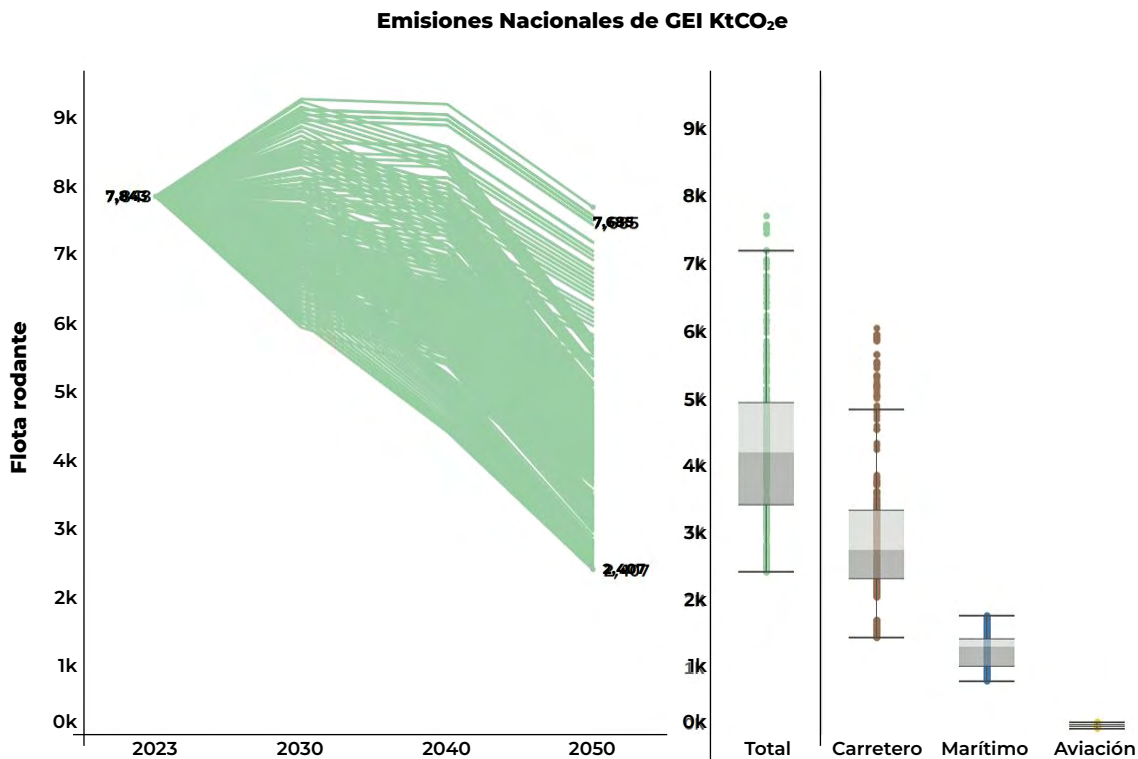
Con respecto al consumo de electricidad para la adopción de estos vehículos para el caso de descarbonización, que, para el año de 2050, está inserción de vehículos eléctricos corresponde a una demanda que varía desde 6,500 GWh/año hasta 18,000 GWh/año.

Emisiones de GEI del sector de transporte

En el escenario de descarbonización, las emisiones nacionales de GEI del sector transporte muestran una tendencia de reducción, como se observa en la **figura 33**. Se espera que las emisiones totales disminuyan de 7,843 ktCO₂e en 2023 a 2,407 ktCO₂e en 2050. Para 2050, el transporte por carretera, aunque sigue siendo el mayor emisor, reduce sus emisiones en un 52% respecto a 2023. En contraste, el transporte marítimo y la aviación experimentan reducciones más modestas, reflejando avances graduales en la adopción de tecnologías de hidrógeno verde.

Figura 34

Escenarios de Evolución de las Emisiones nacionales de GEI del Sector Transporte (caso descarbonización).



Fuente: PSR/MRC

3.2. Otros sectores energéticos



El análisis integral de los resultados proporciona una visión detallada de la electrificación en tres sectores clave: residencial, comercial e industrial, que se denominan “otros sectores energéticos”.

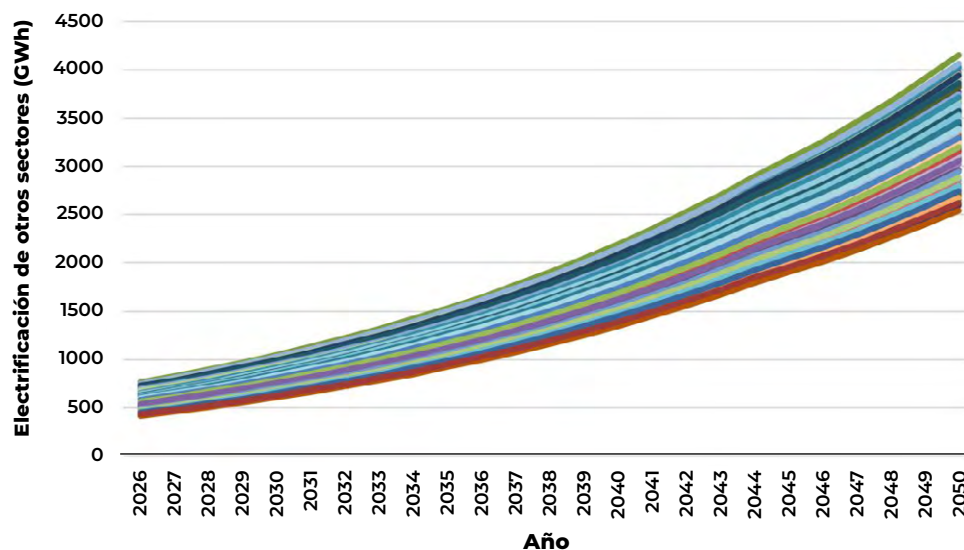
En el sector comercial, la estrategia de electrificación se enfoca en sustituir el consumo de diésel y gasolina. El sector residencial se centra en la transición desde biomasa, buscando electrificar procesos que utilizan leña y carbón. En el sector industrial, la electrificación es limitada debido a desafíos en la construcción, indicando que la mayoría de la industria no verá una electrificación significativa.



La proyección para la electrificación total de los sectores residencial, comercial e industrial, ilustrados de forma combinado (“Otros Sectores”), para el caso base, está en un rango de 2,000 a 4,000 GWh en 2050, dependiendo del escenario considerado, como ilustrado en la **figura 35** a continuación.

Figura 35

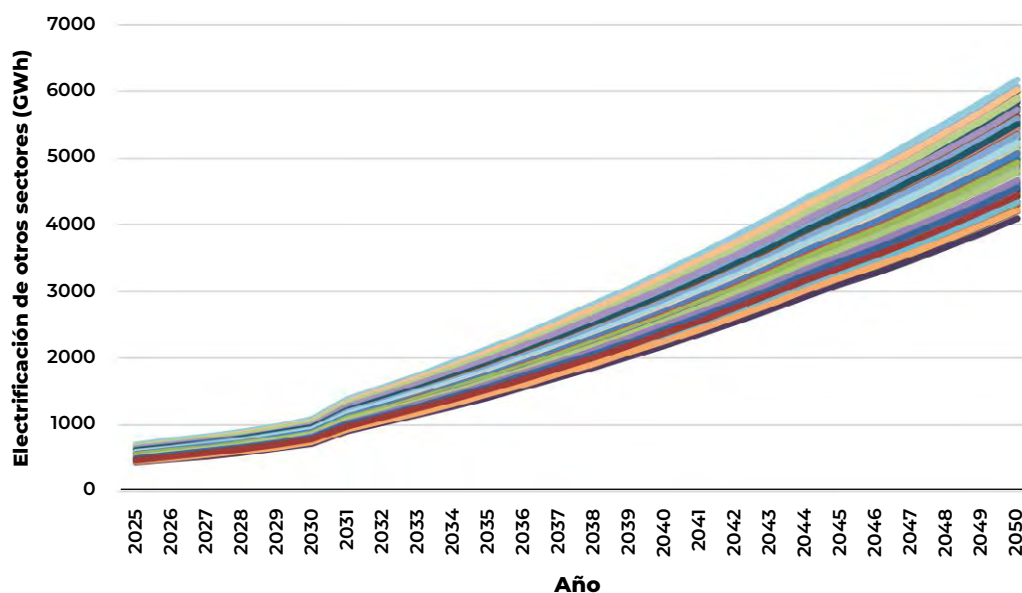
Resultados de la electrificación de los subsectores residencial, comercial e industrial para el caso base.



Fuente: Elaboración propia.

De este resultado, se seleccionan, por un esquema de clusterización, una proyección que represente el escenario alto, un escenario moderado y un escenario bajo para la electrificación de los otros sectores energéticos en el caso base. Estos escenarios serán utilizados para calcular la demanda final de electricidad en los estudios del sector eléctrico.

Los resultados para el caso de descarbonización, con respecto a la electrificación total de los subsectores residencial, comercial e industrial, ilustrados de forma combinado ("Otros Sectores"), está en un rango de 4,000 a 6,000 GWh en 2050, dependiendo del escenario considerado, como ilustrado en la **figura 36**.

Figura 36**Resultados de la electrificación de los subsectores residencial, comercial e industrial, para el caso de descarbonización.**

Fuente: Elaboración propia.

Al comparar los resultados del caso de descarbonización con los de electrificación en el caso base, se concluye que el potencial de electrificación para 2050 en los subsectores residencial, comercial e industrial en Panamá, bajo los supuestos de descarbonización, estaría entre 4,000 a 6,000 GWh en 2050.

De los resultados desagregados por subsector, el sector comercial es el sector de mayor potencial para la electrificación, alcanzando de 3,000 hasta 5,000 GWh en 2050 para el caso de descarbonización, contra de 2,000 hasta 3,000 GWh para el caso base. El potencial para electrificación de los sectores residencial e industrial es bastante más moderado.

Los resultados de electrificación estiman emisiones de CO₂e para el caso base y el de descarbonización. Para el subsector comercial en el caso base, se proyecta un aumento del 10% en las emisiones entre 2023 y 2050, alcanzando 369 kton de CO₂e en el escenario más alto y 288 kton de CO₂e en el más bajo. En el subsector industrial, las emisiones en el caso base aumentarían un promedio del 23%, llegando a 4,527 kton de CO₂e en el escenario más alto y 2,610 kton de CO₂e en el más bajo.

Las estimativas para las emisiones en el caso de descarbonización, en que se supone una electrificación más intensiva en los subsectores residencial, comercial e industrial, proyectan reducciones promedias de 19% entre 2023 y 2050 en el sector comercial, alcanzando 259 kton de CO₂e en el escenario de mayores emisiones versus 205 kton CO₂e en el de emisiones más bajas, reducciones promedias de casi 30% con respecto al caso base. Para el subsector industrial, la proyección de reducción es también de 20%, de forma que las emisiones alcanzan 3,429 kton de CO₂e en el escenario de mayores emisiones y 1,977 kton CO₂e, 23% menores en comparación con el caso base.



3.3. Análisis del sector de electricidad



Se detalla a continuación la caracterización del sistema eléctrico panameño. Además, se ilustran los resultados bajo el caso base y los casos de descarbonización, presentando variables clave para las metas de desempeño del estudio. Finalmente, se incluyen conclusiones sobre el análisis del sector eléctrico.



3.3.1. Caso base

El caso base considera supuestos “*business as usual*” para el desarrollo del sector eléctrico.

Demanda final

La demanda en los escenarios de expansión de la oferta de generación eléctrica incluye la combinación de suposiciones de:

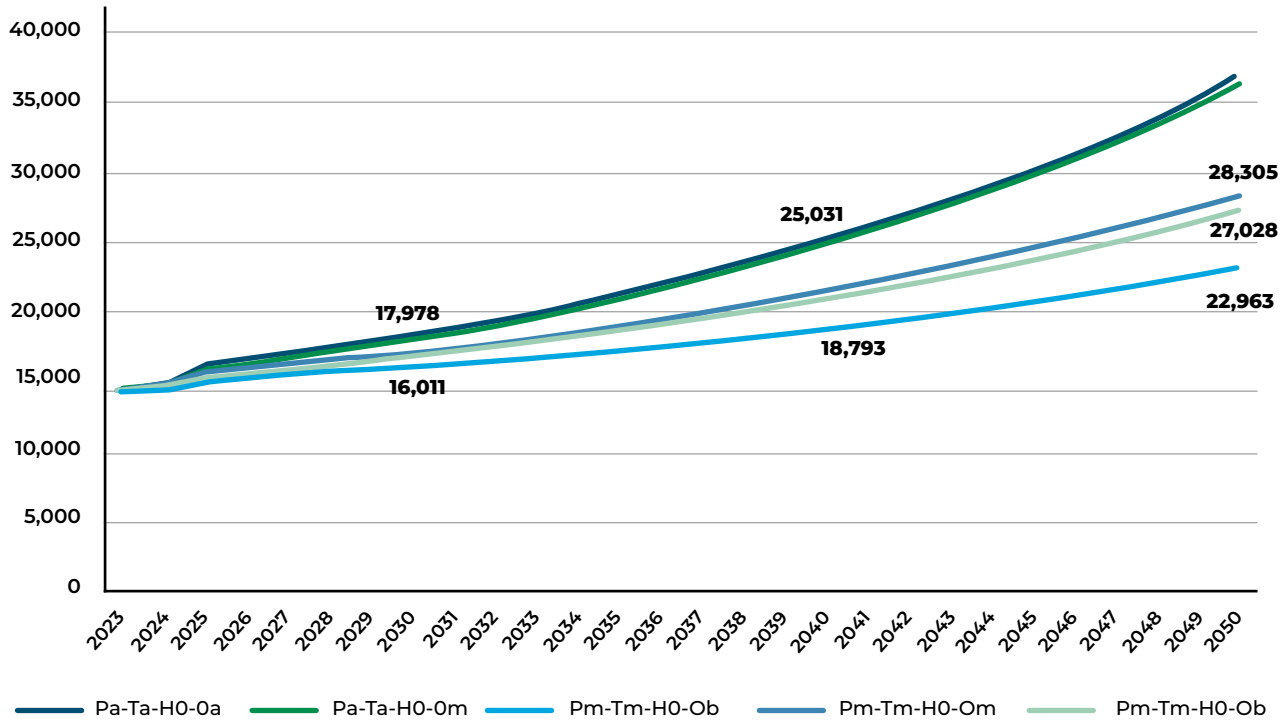
- demanda referencial (econométrica);
- el requerimiento de electricidad para los sectores de transporte;
- la demanda para la electrificación de otros sectores de la economía panameña;

- la generación distribuida (demanda negativa);
- la eficiencia energética (demanda negativa);
- la demanda para la producción de hidrógeno, que en el caso base se consideró nula.

La **figura 36** presenta los escenarios para la demanda final para la evaluación de las diferentes estrategias de expansión de la oferta, en el caso base. Cada línea significa una proyección para la demanda final del caso base, considerando las incertidumbres mencionadas en la sección 2.1, **tabla 1**.

Figura 37

Escenarios de demanda final para el caso base (en GWh año).



Fuente: Elaboración propia.

Expansión de la oferta de electricidad

En la **tabla 11** se presentan los resultados de la expansión de las fuentes de generación para el sector de electricidad de Panamá para los escenarios del caso base

Tabla 11

Decisiones de expansión por escenario para el caso base (MW)

Caso base	2024-2028	2029-2033	2034-2039	2040-2045	2046-2050	Total
Esc1-PaH0TaOaCc	3,569	3,233	2,950	3,113	3,537	16,402
Esc2-PaH0TaOmCm	3,880	3,095	3,167	4,378	4,816	19,335
Esc3-PmH0TmOmCc	2,965	1,739	3,270	1,835	3,283	13,091
Esc4-PmH0TmOmCm	2,975	1,998	2,669	2,600	2,964	13,205
Esc5-PmH0TmOmCb	2,930	2,282	3,638	2,490	3,050	14,390
Esc6-PbH0TbObCm	2,363	1,258	2,072	1,870	2,132	9,695
Esc7-PaH0TaOaCm	3,609	3,545	6,299	3,486	4,547	21,487
Esc8-PmH0TmOmCm	2,975	1,998	2,669	2,600	2,964	13,205
Esc9-PmH0TbOmCm	2,987	1,959	2,321	2,857	1,411	11,535

Fuente: Elaboración propia.

La expansión de las fuentes se ajusta principalmente a las incertidumbres demanda final y a los costos de inversión de los proyectos renovables; escenarios con mayor proyección de demanda y menores costos de inversión, como los escenarios 1, 2 y 7 son los que requieren una mayor expansión de la oferta, mientras que los escenarios con menor proyección para la demanda final son los que requieren menor expansión de la oferta. La **tabla 12** ilustra la producción renovable (incluye hidro, solar, eólica y biomasa) y su participación en la demanda de electricidad.

Tabla 12

Producción renovable y su participación para el caso base (GWh y %).

Caso base	2024	2030	2035	2040	2045	2050
Esc1-PaH0TaOaCc	12,249 (84%)	16,275 (83%)	20,947 (93%)	26,051 (97%)	30,450 (96%)	35,405 (93%)
Esc2-PaH0TaOmCm	12,292 (84%)	16,464 (85%)	20,933 (94%)	26,593 (99%)	31,122 (98%)	37,467 (98%)
Esc3-PmH0TmOmCc	12,280 (84%)	15,304 (83%)	18,166 (91%)	22,893 (98%)	25,666 (97%)	29,301 (97%)
Esc4-PmH0TmOmCm	12,235 (84%)	15,371 (84%)	18,440 (91%)	22,643 (97%)	25,821 (98%)	29,394 (97%)
Esc5-PmH0TmOmCb	12,220 (84%)	15,231 (83%)	18,412 (91%)	22,882 (98%)	25,801 (98%)	29,532 (97%)
Esc6-PbH0TbObCm	12,204 (85%)	14,066 (81%)	16,305 (89%)	19,115 (94%)	21,362 (96%)	23,464 (95%)
Esc7-PaH0TaOaCm	12,301 (84%)	16,413 (84%)	21,202 (94%)	27,199 (99%)	32,322 (99%)	38,451 (99%)
Esc8-PmH0TmOmCm	12,235 (84%)	15,371 (84%)	18,440 (91%)	22,643 (97%)	25,821 (98%)	29,394 (97%)
Esc9-PmH0TbOmCm	12,281 (84%)	15,315 (84%)	17,908 (91%)	21,257 (95%)	24,502 (96%)	26,950 (94%)

Fuente: Elaboración propia.

Los resultados de la participación muestran la creciente inserción de energía renovable para la producción de electricidad en el sistema panameño, alcanzando en 2050 niveles entre 93% y 98% de participación dependiendo del escenario para el caso base.

Emisiones de CO₂e

La tabla 13 muestra las emisiones promedias para los intervalos de años indicados para cada uno de los escenarios del caso base, en millones de toneladas de CO₂e.

Tabla 13

Estimativas para las Emisiones promedias de CO₂e para el caso base por periodo indicado (Mton CO₂e/año).

Caso base	2024-2028	2029-2033	2034-2039	2040-2045	2046-2050
Esc1-PaHaTaOaCc	1.24	0.85	0.36	0.35	0.70
Esc2-PaHmTaOmCm	1.16	0.88	0.30	0.23	0.22
Esc3-PmHmTmOmCc	1.15	0.90	0.45	0.28	0.43
Esc4-PmHmTmOmCm	1.17	0.77	0.39	0.23	0.37
Esc5-PmHmTmOmCb	1.18	0.92	0.32	0.22	0.17
Esc6-PbHbTbObCm	1.17	0.95	0.50	0.35	0.32
Esc7-PaHaTaOaCm	1.21	0.90	0.30	0.09	0.37
Esc8-PmHaTmOmCm	1.17	0.77	0.39	0.23	0.37
Esc9-PmHbTbOmCm	1.10	0.83	0.44	0.51	0.49

Fuente: Elaboración propia.

El perfil que se observa, para todos los escenarios evaluados para el caso base es de reducción de las emisiones de CO₂e en los próximos años del sector eléctrico en Panamá. Algunos escenarios presentan un incremento de las emisiones en el último quinquenio, de 2046-2050, debido a la instalación de centrales térmicas a gas natural.

Costos de inversión

La **tabla 14** a continuación ilustra los resultados de costos de inversión para implementación de las nuevas centrales de fuentes de generación para el sector de electricidad de Panamá para los escenarios del caso base.

Tabla 14**Suma de los costos de inversión por período en el sector de electricidad para el caso base (MUSD)**

Caso base	2024-2028	2029-2033	2034-2039	2040-2045	2046-2050	Total
Esc1-PaH0TaOaCc	3,191	2,013	2,860	1,628	1,957	11,649
Esc2-PaH0TaOmCm	3,292	1,526	2,938	1,961	1,956	11,673
Esc3-PmH0TmOmCc	2,803	1,310	2,946	1,174	1,473	9,706
Esc4-PmH0TmOmCm	2,699	1,134	2,440	1,085	1,038	8,397
Esc5-PmH0TmOmCb	2,658	790	1,876	896	957	7,177
Esc6-PbH0TbObCm	2,339	735	979	741	1,049	5,843
Esc7-PaH0TaOaCm	3,166	1,397	3,536	1,310	2,032	11,441
Esc8-PmH0TmOmCm	2,699	1,134	2,440	1,085	1,038	8,396
Esc9-PmH0TbOmCm	2,725	1,056	1,349	1,205	485	6,820

Fuente: Elaboración propia.

Costos de operación

La **tabla 15** ilustra los resultados para los costos operativos, que incluyen los costos de combustibles y de O&M para la generación de electricidad para el suministro de la demanda proyectada a lo largo del horizonte de simulación del sistema eléctrico para los diferentes escenarios del caso base, en MUSD.

Tabla 15**Suma de los costos de operación por período por escenario del caso base (MUSD).**

Caso base	2024-2028	2029-2033	2034-2039	2040-2045	2046-2050	Total
Esc1-PaH0TaOaCc	557.4	336.2	169.5	168.9	654.9	1,886.9
Esc2-PaH0TaOmCm	528.0	356.3	143.1	107.7	179.4	1,314.5
Esc3-PmH0TmOmCc	519.1	357.2	222.5	130.0	286.6	1,515.4
Esc4-PmH0TmOmCm	525.3	306.8	189.1	107.9	258.1	1,387.2
Esc5-PmH0TmOmCb	528.5	369.0	157.4	100.9	160.5	1,316.3
Esc6-PbH0TbObCm	519.7	383.8	251.6	171.8	272.0	1,598.9
Esc7-PaH0TaOaCm	545.8	362.2	140.8	36.7	217.9	1,303.5
Esc8-PmH0TmOmCm	525.3	306.8	189.1	107.9	258.1	1,387.2
Esc9-PmH0TbOmCm	496.4	332.3	215.7	255.0	407.0	1,706.5

Fuente: Elaboración propia.

Empleos en tecnologías renovables del sector de electricidad para el caso base

En la **tabla 16** se ilustran los resultados estimados para los empleos que se crearán en la construcción e instalación de centrales renovables (hidroeléctricas, solares, eólicas – tanto onshore como offshore). Los empleos creados en esta fase son temporales y ocurren durante la construcción e instalación de las plantas.



Tabla 16

Resultados para la suma de los empleos creados en tecnologías renovables por período indicado (construcción/instalación) para el caso base (número de empleos).

Caso base / Escenario	2024-2028	2029-2033	2034-2039	2040-2045	2046-2050
Esc1-PaHaTaOaCc	66,046	82,343	48,901	92,139	84,132
Esc2-PaHmTaOmCm	103,352	41,954	103,757	115,120	108,994
Esc3-PmHmTmOmCc	67,664	30,067	99,450	19,246	99,481
Esc4-PmHmTmOmCm	67,559	37,993	76,851	67,522	82,898
Esc5-PmHmTmOmCb	69,324	37,393	133,728	65,991	77,536
Esc6-PbHbTbObCm	57,413	24,480	55,250	49,347	28,561
Esc7-PaHaTaOaCm	71,674	62,796	180,052	140,482	83,066
Esc8-PmHaTmOmCm	67,559	37,993	76,851	67,522	82,898
Esc9-PmHbTbOmCm	67,546	35,743	75,206	54,774	51,371

Fuente: Elaboración propia.

La **tabla 17** ilustra el resultado de las estimativas para los empleos que serían creados para la operación y mantenimiento de centrales renovables (hidros, solares, eólicas – *on-shore* y *off-shore*).

Tabla 17

Resultados para la suma de los empleos creados en tecnologías renovables por período indicado (operación y mantenimiento) para el caso base (número de empleos).

Caso base / Escenario	2024-2028	2029-2033	2034-2039	2040-2045	2046-2050	Total
Esc1-PaHaTaOaCc	4,293	4,510	3,084	5,423	4,487	21,797
Esc2-PaHmTaOmCm	5,978	2,464	5,218	7,047	6,271	26,979
Esc3-PmHmTmOmCc	4,057	1,851	5,130	1,565	5,465	18,067
Esc4-PmHmTmOmCm	4,054	2,294	3,830	3,927	4,464	18,568
Esc5-PmHmTmOmCb	4,566	3,402	9,288	7,564	5,615	30,434
Esc6-PbHbTbObCm	3,239	1,542	2,850	2,804	1,538	11,973
Esc7-PaHaTaOaCm	4,566	3,402	9,288	7,564	5,615	30,434
Esc8-PmHaTmOmCm	4,054	2,294	3,830	3,927	4,464	18,568
Esc9-PmHbTbOmCm	4,054	2,010	3,839	3,246	2,766	15,915

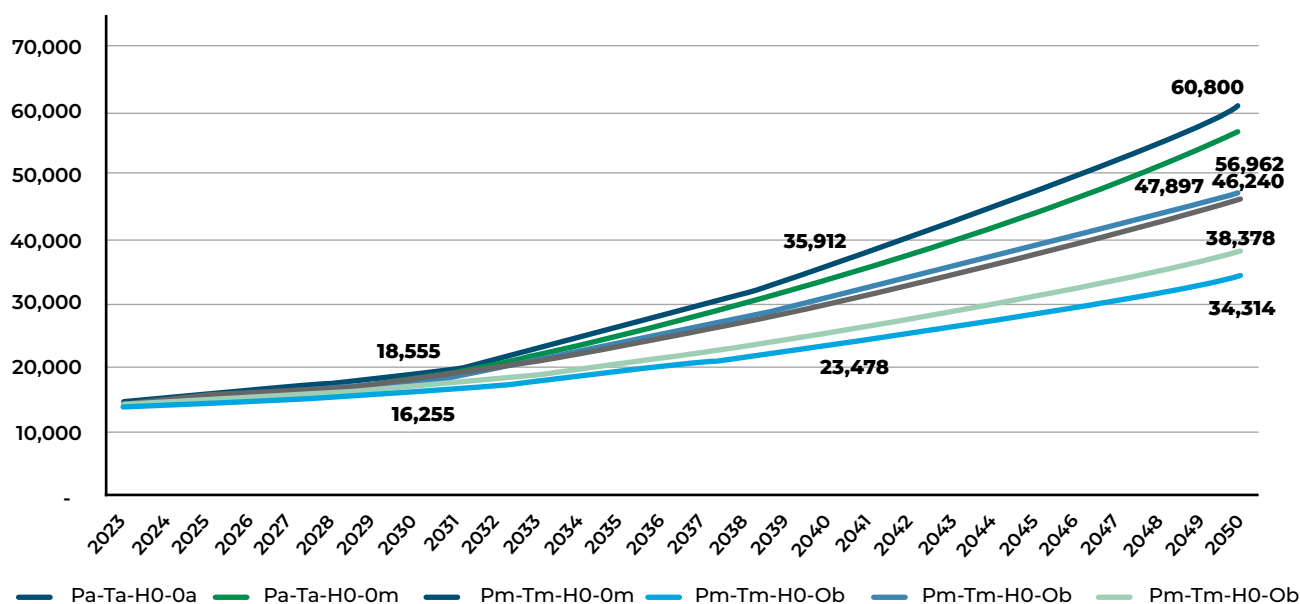
Fuente: Elaboración propia.

3.3.2. Caso de descarbonización nacional

El caso de descarbonización denominado “nacional” considera la producción de local de hidrógeno verde (H2V) para la descarbonización de las actividades nacionales relacionadas al sector de transportes.

Requerimiento de demanda final

A continuación se presenta la estimación de demanda para los escenarios de expansión, que consiste en la combinación de los supuestos de demanda referencial (econométrica), requerimiento de electricidad para los sectores de transporte, demanda para electrificación de otros sectores de la economía panameña, generación distribuida (demanda negativa), eficiencia energética (negativa) y el requerimiento de demanda para la producción de hidrógeno, que para el caso denominado “nacional” consiste del requerimiento de hidrógeno para las actividades nacionales del sector de transportes. La **figura 38** presenta los escenarios para la demanda final para la evaluación de las diferentes estrategias de expansión de la oferta para el caso de descarbonización nacional. Cada línea significa una proyección para la demanda final del caso de descarbonización nacional, considerando las incertidumbres mencionadas en la sección 2.1, **tabla 1**.

Figura 38**Escenarios de demanda final para el caso de descarbonización nacional (GWh año).**

Fuente: Elaboración propia.

Expansión de la oferta de electricidad

En la **tabla 18** se presenta los resultados para la expansión de las fuentes de generación para el sector de electricidad de Panamá para los escenarios del caso descarbonización nacional.

Tabla 18**Decisiones de expansión por escenario para el caso descarbonización nacional (MW).**

Caso descarbonización nacional	2024-2028	2029-2033	2034-2039	2040-2045	2046-2050	Total
Esc1-PaHaTaOaCc	4,392	4,522	7,379	9,756	9,118	35,168
Esc2-PaHmTaOmCm	4,363	4,463	6,063	8,699	11,730	35,319
Esc3-PmHmTmOmCc	3,177	4,906	3,174	6,508	7,381	25,145
Esc4-PmHmTmOmCm	4,116	6,389	6,225	5,138	6,624	28,492
Esc5-PmHmTmOmCb	4,015	5,453	8,081	4,511	5,385	27,445
Esc6-PbHbTbObCm	2,579	4,219	5,975	2,285	5,865	20,923
Esc7-PaHaTaOaCm	4,625	6,672	5,228	9,941	11,201	37,668
Esc8-PmHaTmOmCm	3,706	5,473	6,923	4,722	8,040	28,864
Esc9-PmHbTbOmCm	3,185	3,874	7,319	3,128	3,330	20,836

Fuente: Elaboración propia.

Al igual que en el caso base, el resultado para la expansión de capacidad se ajusta a las proyecciones de demanda final y a los costos de inversión de los proyectos renovables. Los escenarios con mayores proyecciones de demanda, como los escenarios 1, 2 y 7, requieren una mayor expansión de la oferta, mientras que los escenarios con menor demanda final, como los escenarios 6 y 9, presentan menores requerimientos de expansión de la oferta.

Los resultados para la producción renovable (hidro, solar, eólica, etc.) y su participación en la demanda de electricidad se ilustran en la **tabla 19** a continuación.

Tabla 19

Producción renovable y su participación para el caso descarbonización nacional (GWh y %).

Caso descarbonización nacional	2024	2030	2035	2040	2045	2050
Esc1-PaH0TaOaCc	12,476 (82%)	16,778 (83%)	26,917 (96%)	36,261 (96%)	47,234 (96%)	59,067 (94%)
Esc2-PaH0TaOmCm	12,377 (82%)	17,266 (86%)	26,439 (97%)	36,149 (99%)	43,413 (94%)	57,291 (97%)
Esc3-PmH0TmOmCc	12,313 (82%)	16,589 (85%)	22,607 (92%)	28,130 (90%)	36,575 (93%)	45,945 (96%)
Esc4-PmH0TmOmCm	12,469 (83%)	15,986 (83%)	24,451 (97%)	32,024 (99%)	39,604 (98%)	46,823 (97%)
Esc5-PmH0TmOmCb	12,459 (83%)	16,720 (86%)	23,450 (94%)	32,421 (99%)	39,149 (98%)	46,413 (96%)
Esc6-PbH0TbObCm	12,220 (83%)	14,171 (81%)	19,777 (94%)	25,555 (99%)	29,729 (97%)	36,129 (98%)
Esc7-PaH0TaOaCm	12,390 (82%)	17,831 (87%)	27,268 (97%)	35,099 (94%)	47,191 (96%)	60,156 (96%)
Esc8-PmH0TmOmCm	12,324 (83%)	16,822 (86%)	23,693 (94%)	32,751 (98%)	39,567 (96%)	49,052 (98%)
Esc9-PmH0TbOmCm	12,244 (83%)	15,143 (83%)	20,456 (92%)	27,700 (99%)	32,984 (98%)	38,612 (96%)

Fuente: Elaboración propia.

Los resultados de la participación renovable en la producción de energía para el caso de descarbonización nacional, a ejemplo del caso base, muestran la creciente inserción de energía renovable, alcanzando una participación en 2050 entre 94% y 98% de renovables.

Emisiones de CO₂e

La tabla 20 ilustra las estimativas para las emisiones de CO₂e para todos los escenarios del caso descarbonización nacional, en millones de toneladas de CO₂e.



Tabla 20**Estimativas para las Emisiones promedio de CO₂e para el caso descarbonización nacional para el periodo indicado (Mton CO₂e/año).**

Caso descarbonización nacional	2024-2028	2029-2033	2034-2039	2040-2045	2046-2050
Esc1-PaHaTaOaCc	1.19	0.83	0.69	0.86	1.42
Esc2-PaHmTaOmCm	1.22	0.71	0.56	0.44	0.59
Esc3-PmHmTmOmCc	1.30	0.92	0.66	1.06	0.71
Esc4-PmHmTmOmCm	1.14	0.89	0.16	0.21	0.52
Esc5-PmHmTmOmCb	1.11	0.70	0.31	0.24	0.69
Esc6-PbHbTbObCm	1.24	0.74	0.25	0.16	0.32
Esc7-PaHaTaOaCm	1.22	0.90	0.52	0.83	0.58
Esc8-PmHaTmOmCm	1.22	0.73	0.27	0.44	0.58
Esc9-PmHbTbOmCm	1.24	0.79	0.36	0.14	0.40

Fuente: Elaboración propia.

El perfil que se observa, para todos los escenarios evaluados para el caso de descarbonización nacional es de reducción de las emisiones de CO₂e en los próximos años del sector eléctrico en Panamá. Algunos escenarios presentan un incremento de las emisiones en el último quinquenio, de 2046-2050, resultado de expansiones a gas natural en este último período del horizonte.

Costos de inversión

La **tabla 21** muestra los costos de inversión para implementar las estrategias de expansión de las fuentes de generación en el sector eléctrico de Panamá, según el caso de descarbonización nacional.

Tabla 21**Suma de los costos de inversión por período en el sector de electricidad para el caso descarbonización nacional (MUSD).**

Caso descarbonización nacional	2024-2028	2029-2033	2034-2039	2040-2045	2046-2050	Total
Esc1-PaHaTaOaCc	3,769	4,478	4,105	6,054	6,169	24,573
Esc2-PaHmTaOmCm	3,486	3,206	3,672	3,862	6,561	20,787
Esc3-PmHmTmOmCc	2,899	3,210	3,152	3,417	4,186	16,863
Esc4-PmHmTmOmCm	3,556	2,942	4,748	2,448	2,711	16,405
Esc5-PmHmTmOmCb	3,431	2,368	3,528	2,030	2,550	13,907
Esc6-PbHbTbObCm	2,454	2,364	2,952	830	2,534	11,134
Esc7-PaHaTaOaCm	3,733	2,828	4,483	4,983	6,216	22,244
Esc8-PmHaTmOmCm	3,147	2,877	4,628	2,279	3,959	16,890
Esc9-PmHbTbOmCm	2,851	2,077	3,608	1,344	1,529	11,410

Fuente: Elaboración propia.

Costos de operación

La **tabla 22** muestra los costos operativos, incluyendo los costos de combustibles y O&M, para la generación de electricidad destinada a cubrir la demanda proyectada a lo largo del horizonte de simulación del sistema eléctrico en los diferentes escenarios del caso de descarbonización nacional.

Tabla 22

Costos de operación por escenario para el caso descarbonización nacional (MUSD).

Caso descarbonización nacional	2024-2028	2029-2033	2034-2039	2040-2045	2046-2050	Total
Esc1-PaHaTaOaCc	550.2	335.4	358.8	480.1	1,256.5	2,980.9
Esc2-PaHmTaOmCm	558.2	277.2	275.7	222.4	535.5	1,869.2
Esc3-PmHmTmOmCc	611.6	369.2	330.4	569.0	622.6	2,502.8
Esc4-PmHmTmOmCm	520.0	355.9	69.7	94.0	428.9	1,468.5
Esc5-PmHmTmOmCb	505.2	270.4	149.9	111.2	546.0	1,582.6
Esc6-PbHbTbObCm	562.4	292.8	111.9	71.4	199.2	1,237.9
Esc7-PaHaTaOaCm	556.8	358.1	254.9	433.4	660.7	2,263.8
Esc8-PmHaTmOmCm	567.3	284.9	127.5	210.8	410.2	1,600.7
Esc9-PmHbTbOmCm	576.0	309.2	169.1	61.9	374.3	1,490.6

Fuente: Elaboración propia.

El perfil de los costos operativos es similar en todos los escenarios de expansión, mostrando una tendencia a la baja con la entrada en operación de las centrales renovables. Sin embargo, los costos aumentan en el último periodo del horizonte de simulación del sistema eléctrico debido a la incorporación de centrales a gas natural.

Empleos en tecnologías renovables del sector de electricidad para el caso descarbonización nacional

La **tabla 23** ilustra los resultados de las estimativas para los empleos que serán creados para la construcción/instalación de centrales renovables (hidros, solares, eólicas – *on-shore* y *off-shore*). Los empleos creados en construcción/instalación son empleos temporarios durante la construcción/instalación de las plantas.

Tabla 23

Resultados para el número de empleos creados en tecnologías renovables (construcción/instalación) para el caso descarbonización nacional (número de empleos).

Caso descarbonización nacional	2024-2028	2029-2033	2034-2039	2040-2045	2046-2050
Esc1-PaHaTaOaCc	91,688	87,210	192,707	222,057	168,219
Esc2-PaHmTaOmCm	119,442	76,026	160,654	195,864	264,050
Esc3-PmHmTmOmCc	67,941	60,249	104,716	138,031	165,986
Esc4-PmHmTmOmCm	102,797	85,873	202,966	143,580	178,117
Esc5-PmHmTmOmCb	88,856	116,388	237,054	114,615	85,057
Esc6-PbHbTbObCm	54,924	87,349	145,257	90,033	138,469
Esc7-PaHaTaOaCm	81,815	68,824	249,162	230,061	238,968
Esc8-PmHaTmOmCm	72,432	122,509	191,771	74,907	197,902
Esc9-PmHbTbOmCm	62,771	87,217	178,406	126,046	35,180

Fuente: Elaboración propia.

La **tabla 24** a continuación ilustra los resultados de las estimativas para los empleos que serían creados para la operación y mantenimiento de centrales renovables (hidros, solares, eólicas – *on-shore* y *off-shore*). Los empleos creados en operación y mantenimiento son empleos permanentes.

Tabla 24

Resultados para la suma de los empleos creados en tecnologías renovables por período indicado (operación y mantenimiento) para el caso descarbonización nacional (número de empleos).

Caso descarbonización nacional	2024-2028	2029-2033	2034-2039	2040-2045	2046-2050	Total
Esc1-PaHaTaOaCc	5,815	5,086	10,829	13,223	10,376	45,330
Esc2-PaHmTaOmCm	6,845	5,034	8,411	11,629	15,061	46,980
Esc3-PmHmTmOmCc	4,193	4,229	5,575	8,231	9,558	31,786
Esc4-PmHmTmOmCm	5,952	4,896	10,551	8,427	10,463	40,289
Esc5-PmHmTmOmCb	5,282	6,621	12,188	6,879	5,201	36,171
Esc6-PbHbTbObCm	3,288	4,762	7,453	4,848	8,495	28,845
Esc7-PaHaTaOaCm	5,280	3,979	13,459	13,598	13,274	49,590
Esc8-PmHaTmOmCm	4,651	7,038	9,758	5,074	10,908	37,430
Esc9-PmHbTbOmCm	3,797	5,006	9,163	6,787	2,933	27,685

Fuente: Elaboración propia.

3.3.3. Caso de descarbonización internacional

El caso de descarbonización denominado “internacional” considera la producción local de hidrógeno verde (H2V) para la descarbonización de las actividades nacionales e internacionales relacionadas al sector de transportes.

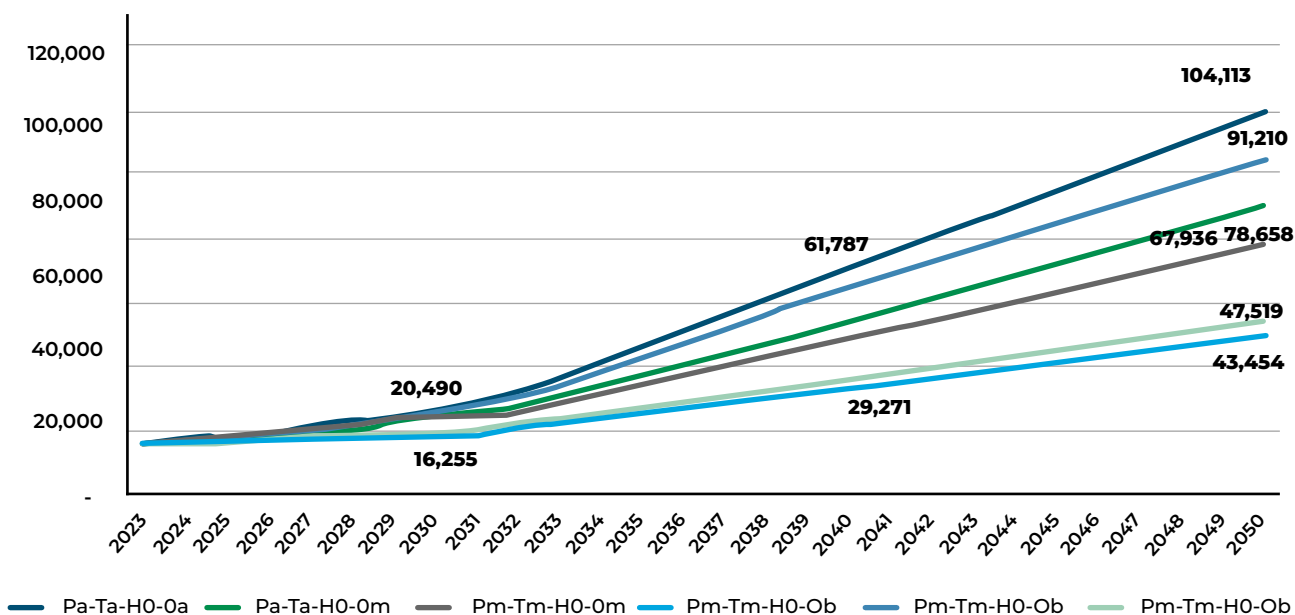
Requerimiento de demanda final

A continuación se presentan las proyecciones de demanda para los escenarios, que consisten en la combinación de suposiciones de demanda referencial (econométrica), demanda de electricidad para los sectores de transporte, electrificación de otros sectores de la economía panameña, generación distribuida, eficiencia energética, y producción de hidrógeno. En el caso internacional, integra el requerimiento de hidrógeno para las actividades nacionales e internacionales del sector transporte.

La **figura 39** presenta los escenarios de demanda final para la evaluación de las diferentes estrategias de expansión de la oferta, donde cada línea representa una proyección para la demanda final del caso de descarbonización internacional, considerando las incertidumbres mencionadas en la sección 2.1, **tabla 1**.

Figura 39

Escenarios de demanda final para el caso de descarbonización internacional (en GWh año).



Fuente: Elaboración propia.

Expansión de la oferta de electricidad

Se presenta en la **tabla 25** a continuación los resultados para la expansión de las fuentes de generación para el sector de electricidad de Panamá para los escenarios del caso descarbonización internacional.

Tabla 25

Decisiones de expansión por escenario para el caso descarbonización internacional (MW).

Caso descarbonización internacional	2024-2028	2029-2033	2034-2039	2040-2045	2046-2050	Total
Esc1-PaHaTaOaCc	5,609	13,649	10,626	18,292	15,847	64,024
Esc2-PaHmTaOmCm	4,483	13,089	7,533	13,720	10,740	49,565
Esc3-PmHmTmOmCc	4,473	6,688	11,756	8,404	11,466	42,786
Esc4-PmHmTmOmCm	4,784	12,406	7,255	9,880	7,654	41,978
Esc5-PmHmTmOmCb	4,234	11,798	8,142	10,838	7,964	42,977
Esc6-PbHbTbObCm	3,080	6,111	6,672	1,856	9,439	27,159
Esc7-PaHaTaOaCm	4,944	12,923	17,390	17,224	13,978	66,460
Esc8-PmHaTmOmCm	6,382	12,247	13,222	15,272	12,716	59,839
Esc9-PmHbTbOmCm	3,069	5,779	7,892	7,067	6,237	30,044

Fuente: Elaboración propia.

La expansión de las fuentes se ajusta principalmente a las incertidumbres en la demanda final y los costos de inversión de los proyectos renovables. Los escenarios con mayor demanda y menores costos de inversión para la implementación de centrales renovables, como los escenarios 1, 2 y 7, presentan una mayor expansión, mientras que los escenarios con menor demanda final muestran la menor expansión de la oferta. Los resultados para la participación renovable (hidro, solar, eólica, etc.) en la demanda de electricidad se ilustran en la **tabla 26**.

Tabla 26

Producción renovable y su participación para el caso descarbonización internacional (GWh y %).

Caso descarbonización internacional	2024	2030	2035	2040	2045	2050
Esc1-PaH0TaOaCc	12,366 (82%)	21,896 (89%)	41,235 (98%)	59,927 (94%)	75,370 (89%)	93,301 (88%)
Esc2-PaH0TaOmCm	12,334 (82%)	18,689 (85%)	33,217 (98%)	47,818 (98%)	61,481 (96%)	75,037 (93%)
Esc3-PmH0TmOmCc	12,350 (83%)	18,687 (87%)	29,703 (94%)	43,355 (96%)	55,462 (97%)	67,515 (96%)
Esc4-PmH0TmOmCm	12,330 (83%)	18,256 (86%)	32,325 (99%)	44,492 (98%)	55,868 (97%)	65,734 (94%)
Esc5-PmH0TmOmCb	12,317 (82%)	18,911 (88%)	32,090 (99%)	44,938 (99%)	55,910 (97%)	66,427 (95%)
Esc6-PbH0TbObCm	12,210 (83%)	14,480 (82%)	23,543 (96%)	31,757 (99%)	35,630 (94%)	45,732 (99%)
Esc7-PaH0TaOaCm	12,392 (82%)	22,199 (90%)	39,652 (95%)	61,633 (96%)	79,082 (93%)	95,526 (90%)
Esc8-PmH0TmOmCm	12,362 (81%)	22,920 (87%)	41,101 (95%)	56,073 (88%)	76,116 (92%)	90,419 (89%)
Esc9-PmH0TbOmCm	12,331 (82%)	15,819 (76%)	26,174 (89%)	36,847 (95%)	45,453 (95%)	54,730 (96%)

Fuente: Elaboración propia.

Como se observa, los resultados de producción renovable para el caso de descarbonización internacional, de la misma forma que los casos anterior, muestran que la importancia de la participación de fuentes renovables en la producción de electricidad en Panamá, llegando en 2050 a niveles entre 88% y 99% dependiendo del escenario considerado.

Emisiones de CO₂e

La **tabla 27** ilustra las estimativas para las emisiones promedias de CO₂e para los intervalos y años indicados para cada uno de los escenarios del caso descarbonización internacional, en millones de toneladas de CO₂e.

Tabla 27

Estimativas para las Emisiones CO₂e para el caso descarbonización internacional (Mton CO₂e/año).

Caso descarbonización internacional	2024-2028	2029-2033	2034-2039	2040-2045	2046-2050
Esc1-PaHaTaOaCc	1.23	1.24	1.20	2.92	4.36
Esc2-PaHmTaOmCm	1.13	0.66	0.37	0.71	1.52
Esc3-PmHmTmOmCc	1.08	0.78	0.83	0.85	1.39
Esc4-PmHmTmOmCm	1.06	1.08	0.28	0.68	1.02
Esc5-PmHmTmOmCb	1.17	0.68	0.26	0.63	0.75
Esc6-PbHbTbObCm	1.32	1.05	0.94	1.33	2.91
Esc7-PaHaTaOaCm	1.32	1.05	0.94	1.33	2.91
Esc8-PmHaTmOmCm	1.31	1.29	2.02	2.19	2.96
Esc9-PmHbTbOmCm	1.48	1.24	0.77	0.66	0.71

Fuente: Elaboración propia.

El perfil que se observa, para todos los escenarios del caso de descarbonización internacional es de reducción de las emisiones de CO₂e en los próximos años del sector eléctrico en Panamá. Algunos escenarios presentan un incremento de las emisiones en los últimos diez/cinco años del horizonte de simulación del sistema eléctrico, en función de expansiones a gas natural durante este período.

Costos de inversión

La **tabla 28** muestra los resultados para los costos de inversión para implementación de las nuevas fuentes de producción en el sector de electricidad de Panamá para los escenarios de expansión del caso descarbonización internacional.

Tabla 28**Suma de los costos de inversión por período en el sector de electricidad para el caso descarbonización internacional (MUSD).**

Caso descarbonización internacional	2024-2028	2029-2033	2034-2039	2040-2045	2046-2050	Total
Esc1-PaHaTaOaCc	4,655	5,506	15,207	9,973	13,790	49,131
Esc2-PaHmTaOmCm	3,824	5,679	5,710	8,060	6,137	29,409
Esc3-PmHmTmOmCc	3,735	5,036	7,168	6,924	7,074	29,937
Esc4-PmHmTmOmCm	3,874	3,271	7,485	5,357	4,282	24,269
Esc5-PmHmTmOmCb	3,504	3,354	7,648	5,114	4,075	23,695
Esc6-PbHbTbObCm	2,171	1,568	3,891	703	773	9,107
Esc7-PaHaTaOaCm	4,391	3,343	14,467	10,037	9,005	41,243
Esc8-PmHaTmOmCm	4,718	4,929	10,115	10,237	7,458	37,457
Esc9-PmHbTbOmCm	2,169	3,242	2,490	1,784	986	10,672

Fuente: Elaboración propia.

Costos de operación

En la **tabla 29**, muestra los resultados de los costos operativos, incluyendo los costos de combustibles y O&M, para la generación de electricidad destinada a cubrir la demanda proyectada a lo largo del horizonte de simulación del sistema eléctrico en los diferentes escenarios del caso de descarbonización internacional, expresados en MUSD.

Tabla 29**Costos de operación por escenario para el caso descarbonización internacional (MUSD).**

Caso descarbonización internacional	2024-2028	2029-2033	2034-2039	2040-2045	2046-2050	Total
Esc1-PaHaTaOaCc	590.5	510.1	713.3	1,613.5	3,946.6	7,374.0
Esc2-PaHmTaOmCm	531.8	260.7	175.7	430.6	1,624.1	3,023.0
Esc3-PmHmTmOmCc	493.4	307.2	427.8	484.3	1,039.7	2,752.4
Esc4-PmHmTmOmCm	489.3	433.3	133.5	376.6	1,148.7	2,581.4
Esc5-PmHmTmOmCb	545.6	262.0	123.0	347.9	935.8	2,214.3
Esc6-PbHbTbObCm	558.2	338.1	78.2	185.4	183.7	1,343.7
Esc7-PaHaTaOaCm	607.3	437.8	526.0	750.2	3,260.0	5,581.3
Esc8-PmHaTmOmCm	625.5	536.2	1,170.0	1,240.9	3,031.7	6,604.4
Esc9-PmHbTbOmCm	686.5	506.3	391.3	334.1	822.3	2,740.5

Fuente: Elaboración propia.

El perfil de los costos operativos es el mismo para todos los escenarios de expansión, los costos presentan una tendencia de bajo en función de la entrada en operación de las centrales renovables y aumento para el último periodo del horizonte de simulación del sistema eléctrico.

Empleos en tecnologías renovables del sector de electricidad para el caso descarbonización internacional

La **tabla 30** ilustra el resultado para las estimativas para los empleos que serán creados para la construcción/instalación de centrales renovables (hidros, solares, eólicas – *on-shore* y *off-shore*). Los empleos creados en construcción/instalación son empleos temporarios durante la construcción/instalación de las plantas.

Tabla 30

Resultados para la suma de los empleos creados en tecnologías renovables por período indicado (construcción/instalación) para el caso descarbonización internacional (número de empleos).

Caso descarbonización internacional	2024-2028	2029-2033	2034-2039	2040-2045	2046-2050
Esc1-PaHaTaOaCc	87,249	208,688	460,672	352,668	309,051
Esc2-PaHmTaOmCm	76,977	177,840	343,683	361,428	210,098
Esc3-PmHmTmOmCc	79,373	118,300	334,892	143,011	279,853
Esc4-PmHmTmOmCm	79,149	66,915	474,873	236,151	152,987
Esc5-PmHmTmOmCb	72,111	177,019	379,316	309,111	150,567
Esc6-PbHbTbObCm	73,503	45,693	255,689	47,395	193,697
Esc7-PaHaTaOaCm	91,124	125,523	669,946	403,579	334,492
Esc8-PmHaTmOmCm	134,024	196,048	562,025	274,689	268,678
Esc9-PmHbTbOmCm	72,986	127,568	267,921	152,524	113,250

Fuente: Elaboración propia.

La **tabla 31** ilustra el resultado de las estimativas para los empleos que serían creados para la operación y mantenimiento de centrales renovables (hidros, solares, eólicas – *on-shore* y *off-shore*). Los empleos creados en operación y mantenimiento son empleos permanentes.

Tabla 31

Resultados para la suma de los empleos creados en tecnologías renovables por período indicado (operación y mantenimiento) para el caso descarbonización internacional (número de empleos).

Caso descarbonización internacional	2024-2028	2029-2033	2034-2039	2040-2045	2046-2050	Total
Esc1-PaHaTaOaCc	6,387	11,216	24,887	22,037	16,914	6,387
Esc2-PaHmTaOmCm	5,076	9,962	18,705	21,133	12,216	5,076
Esc3-PmHmTmOmCc	5,336	7,589	17,769	9,536	15,873	5,336
Esc4-PmHmTmOmCm	5,330	3,999	24,496	14,959	8,488	5,330
Esc5-PmHmTmOmCb	4,626	9,723	19,863	17,968	8,958	4,626
Esc6-PbHbTbObCm	4,116	3,482	13,189	2,724	12,116	4,116
Esc7-PaHaTaOaCm	6,098	7,796	36,163	23,604	18,688	6,098
Esc8-PmHaTmOmCm	8,218	10,609	29,803	17,645	15,689	8,218
Esc9-PmHbTbOmCm	4,299	7,518	13,887	9,159	7,119	4,299

Fuente: Elaboración propia.

3.3.4. Caso de descarbonización exportación

El caso de descarbonización exportación considera, además de la producción local de hidrógeno verde (H2V) para la descarbonización de las actividades nacionales e internacionales relacionadas al sector de transportes, un adicional (Meta H2V) para exportación.

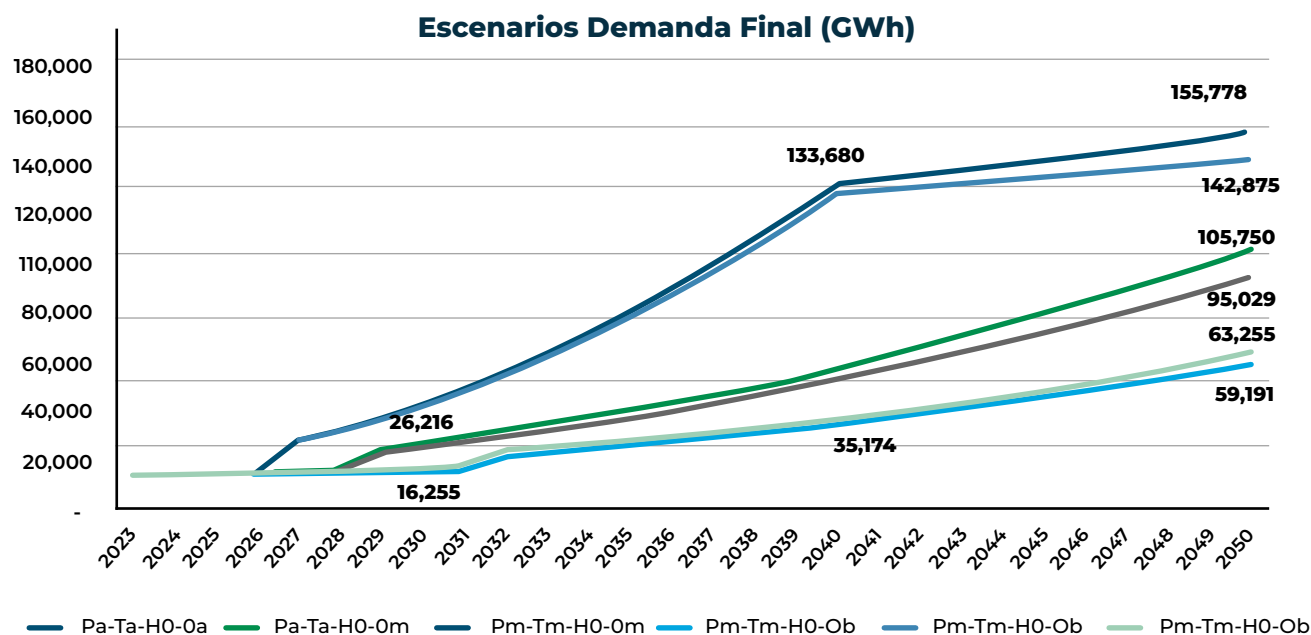
Requerimiento de demanda final

La **figura 40** presenta el requerimiento de demanda para los escenarios de expansión, que combina los supuestos de demanda referencial (econométrica), electricidad para los sectores de transporte, electrificación de otros sectores de la economía panameña, generación distribuida, eficiencia energética y producción de hidrógeno. En el caso de exportación, incluye el requerimiento de hidrógeno para actividades nacionales e internacionales del sector transporte y para exportación (excedentes)."

La **figura 40** presenta los escenarios para la demanda final para la evaluación de las diferentes estrategias de expansión de la oferta.

Figura 40

Escenarios de demanda final para el caso de descarbonización exportación.



Fuente: Elaboración propia.

Expansión de la oferta de electricidad

En la **tabla 32** se presentan los resultados de la expansión de las fuentes de generación para el sector de electricidad de Panamá para los escenarios de expansión del caso descarbonización exportación.

Tabla 32

Decisiones de expansión por escenario para el caso descarbonización exportación (MW).

Caso descarbonización exportación	2024-2028	2029-2033	2034-2039	2040-2045	2046-2050	Total
Esc1-PaHaTaOaCc	13,438	19,932	39,195	8,563	2,645	83,773
Esc2-PaHmTaOmCm	4,154	10,064	18,188	16,901	18,140	67,447
Esc3-PmHmTmOmCc	3,560	12,783	13,351	11,393	17,082	58,170
Esc4-PmHmTmOmCm	3,654	12,492	14,659	14,491	14,743	60,039
Esc5-PmHmTmOmCb	4,359	12,067	15,038	14,486	16,055	62,004
Esc6-PbHbTbObCm	2,554	10,345	5,021	10,763	8,143	36,827
Esc7-PaHaTaOaCm	15,851	18,621	45,197	3,502	3,257	86,428
Esc8-PmHaTmOmCm	12,326	25,626	40,329	1,768	3,566	83,614
Esc9-PmHbTbOmCm	3,011	5,395	9,095	10,566	11,252	39,319

Fuente: Elaboración propia.

Al igual que en los casos anteriores, la expansión de la oferta para el caso de descarbonización de exportación se ajusta a las principales incertidumbres que afectan el sector eléctrico, incluyendo la demanda final y los costos de inversión para nuevas centrales renovables. La expansión es mayor en escenarios con alta demanda y bajos costos de inversión, como los escenarios 1, 2 y 7, y menor en escenarios con proyecciones de demanda más bajas, como los escenarios 6 y 9. Los resultados para la participación renovable (hidro, solar, eólica, etc.) en la demanda de electricidad se ilustran en la **tabla 33**.


Tabla 33
Producción renovable y su participación para el caso descarbonización exportación (GWh/año y %).

Caso descarbonización exportación	2024	2030	2035	2040	2045	2050
Esc1-PaH0TaOaCc	12,483 (82%)	42,226 (93%)	76,036 (91%)	128,244 (94%)	134,740 (92%)	139,411 (88%)
Esc2-PaH0TaOmCm	12,341 (82%)	25,441 (91%)	39,657 (95%)	57,057 (96%)	76,114 (93%)	96,625 (89%)
Esc3-PmH0TmOmCc	12,258 (82%)	24,914 (91%)	38,026 (95%)	55,675 (99%)	68,687 (92%)	87,488 (90%)
Esc4-PmH0TmOmCm	12,328 (83%)	25,335 (92%)	39,567 (98%)	54,452 (97%)	71,015 (95%)	89,114 (92%)
Esc5-PmH0TmOmCb	12,314 (82%)	25,139 (92%)	39,734 (98%)	54,137 (97%)	70,899 (94%)	89,193 (92%)
Esc6-PbH0TbObCm	12,229 (84%)	14,001 (80%)	28,817 (99%)	37,534 (99%)	47,747 (98%)	59,646 (97%)
Esc7-PaH0TaOaCm	12,470 (82%)	42,487 (93%)	74,703 (90%)	125,917 (92%)	134,321 (92%)	143,788 (91%)
Esc8-PmH0TmOmCm	12,358 (83%)	41,444 (93%)	75,677 (93%)	124,292 (95%)	129,514 (94%)	137,488 (94%)
Esc9-PmH0TbOmCm	12,258 (83%)	15,128 (83%)	29,629 (98%)	36,226 (94%)	49,260 (97%)	63,180 (96%)

Fuente: Elaboración propia.

Como se observa, los resultados de producción renovable para el caso de descarbonización exportación también muestran el papel fundamental reservado para las energías renovables para la producción de electricidad en el caso más demandante de electricidad – el caso de descarbonización exportación. La producción renovable, en términos porcentuales, llega, en 2050, a niveles entre 88% a 97% de producción limpia, dependiendo del escenario considerado.

Emisiones de CO₂e

La **tabla 34** ilustra las estimativas para las emisiones promedias de CO₂e para los intervalos de años indicados para todos los escenarios del caso descarbonización exportación.

Tabla 34**Estimativas para las Emisiones promedias de CO₂e por periodo indicado para el caso descarbonización exportación (Mton CO₂e/año).**

Caso descarbonización exportación	2024-2028	2029-2033	2034-2039	2040-2045	2046-2050
Esc1-PaHaTaOaCc	1.53	1.65	4.29	4.43	6.81
Esc2-PaHmTaOmCm	1.20	1.17	0.80	1.50	3.06
Esc3-PmHmTmOmCc	1.27	0.76	0.66	1.45	2.98
Esc4-PmHmTmOmCm	1.22	0.80	0.46	1.04	2.62
Esc5-PmHmTmOmCb	1.12	0.92	0.46	0.90	1.90
Esc6-PbHbTbObCm	1.24	0.65	0.22	0.34	0.58
Esc7-PaHaTaOaCm	1.23	2.08	3.41	4.61	6.43
Esc8-PmHaTmOmCm	1.40	1.10	2.60	3.17	4.13
Esc9-PmHbTbOmCm	1.24	1.07	0.35	0.67	0.72

Fuente: Elaboración propia.

El resultado de las emisiones está correlacionado con las proyecciones de demanda de electricidad para la producción de hidrógeno verde. En escenarios con menor requerimiento (“Hb”), las proyecciones de emisiones de CO₂e se mantienen constantes a lo largo del tiempo. Sin embargo, en escenarios con requerimientos moderados o altos de hidrógeno (“Ha”), se observa un incremento moderado a alto en las estimaciones de emisiones de CO₂e debido a la mayor utilización de centrales térmicas.

Es importante destacar que la energía producida por las centrales térmicas, según el modelo eléctrico, no se utiliza para la producción de hidrógeno.

Costos de inversión

La **tabla 35** muestra los resultados para los costos de inversión para implementación de las nuevas centrales de fuentes de generación para el sector de electricidad de Panamá para los escenarios de expansión del caso descarbonización exportación.

Tabla 35**Suma de los costos de inversión por período en el sector de electricidad del caso descarbonización exportación (MUSD).**

Caso descarbonización exportación	2024-2028	2029-2033	2034-2039	2040-2045	2046-2050	Total
Esc1-PaHaTaOaCc	10,030	16,337	49,312	7,483	2,677	85,839
Esc2-PaHmTaOmCm	4,562	4,648	9,745	11,409	11,632	41,996
Esc3-PmHmTmOmCc	4,562	6,806	10,897	8,655	11,511	42,430
Esc4-PmHmTmOmCm	4,556	5,782	9,051	8,816	8,819	37,025
Esc5-PmHmTmOmCb	4,506	5,466	7,591	8,280	8,674	34,518
Esc6-PbHbTbObCm	2,513	5,679	3,921	5,367	4,486	21,966
Esc7-PaHaTaOaCm	10,823	14,044	44,319	5,595	5,223	80,004
Esc8-PmHaTmOmCm	8,696	17,253	41,669	3,897	5,962	77,476
Esc9-PmHbTbOmCm	2,885	4,238	4,341	5,282	6,030	22,777

Fuente: Elaboración propia.

Costos de operación

La **tabla 36** muestra los resultados de los costos operativos, incluyendo los costos de combustibles y O&M, para la generación de electricidad destinada a cubrir la demanda proyectada a lo largo del horizonte de simulación del sistema eléctrico, en los diferentes escenarios del caso de descarbonización para exportación, expresados en MUSD.

Tabla 36**Suma de los costos de operación por período por escenario del caso descarbonización exportación (MUSD).**

Caso descarbonización exportación	2024-2028	2029-2033	2034-2039	2040-2045	2046-2050	Total
Esc1-PaHaTaOaCc	714.7	764.0	3,677.3	2,971.8	7,319.3	15,447.1
Esc2-PaHmTaOmCm	563.6	482.1	489.1	841.4	3,163.0	5,539.3
Esc3-PmHmTmOmCc	607.1	297.1	367.1	884.1	3,122.0	5,277.4
Esc4-PmHmTmOmCm	566.5	310.7	226.8	581.3	2,560.1	4,245.4
Esc5-PmHmTmOmCb	521.9	370.7	225.0	500.3	2,228.6	3,846.5
Esc6-PbHbTbObCm	556.7	258.3	101.3	161.7	581.1	1,659.3
Esc7-PaHaTaOaCm	558.2	952.2	2,924.6	3,155.7	6,174.0	13,764.7
Esc8-PmHaTmOmCm	639.0	496.0	1,639.0	2,351.1	3,871.9	8,997.0
Esc9-PmHbTbOmCm	567.0	432.4	164.2	339.4	684.1	2,187.1

Fuente: Elaboración propia.

El perfil de los costos operativos para el caso de descarbonización exportación es bastante diferente de los casos anteriores y está altamente correlacionado con la demanda para la producción de hidrógeno verde. En los escenarios con mayor inserción de hidrógeno verde, como los escenarios 1 y 7, las emisiones de CO₂e son crecientes en términos absolutos.

Para los escenarios en que la inserción es moderada, las emisiones de CO₂e son decrecientes en el primer periodo, hasta 2035, y crecientes para la última década, comportamiento similar para los escenarios con menor crecimiento de hidrógeno verde. Los incrementos en las emisiones resultan de un mayor uso de generación térmica a gas natural.

Empleos en tecnologías renovables del sector de electricidad para el caso descarbonización exportación

La **tabla 37** ilustra el resultado para las estimativas de empleos creados para la construcción/instalación de centrales renovables (hidros, solares, eólicas – *on-shore* y *off-shore*). Los empleos creados en construcción/instalación son empleos temporarios durante la construcción/instalación de las plantas.

Tabla 37

Resultados para la suma de los empleos creados en tecnologías renovables por período indicado (construcción/instalación) para el caso descarbonización exportación (número de empleos).

Caso descarbonización exportación	2024-2028	2029-2033	2034-2039	2040-2045	2046-2050
Esc1-PaHaTaOaCc	311,970	419,732	1,184,265	181,349	21,994
Esc2-PaHmTaOmCm	86,306	193,775	586,699	329,984	438,519
Esc3-PmHmTmOmCc	68,199	284,474	287,472	275,301	471,965
Esc4-PmHmTmOmCm	76,693	280,985	448,860	310,536	320,477
Esc5-PmHmTmOmCb	82,437	279,237	490,302	321,931	361,391
Esc6-PbHbTbObCm	58,989	229,665	162,973	278,448	152,135
Esc7-PaHaTaOaCm	374,007	473,100	1,216,270	48,715	53,957
Esc8-PmHaTmOmCm	275,487	683,893	1,139,230	0	57,888
Esc9-PmHbTbOmCm	71,558	82,556	282,108	260,689	250,668

Fuente: Elaboración propia.

La **tabla 38** ilustra el resultado de las estimativas para los empleos que serían creados para la operación y mantenimiento de centrales renovables (hidros, solares, eólicas – *on-shore* y *off-shore*). Los empleos creados en operación y mantenimiento son empleos permanentes.

Tabla 38

Resultados para la suma de los empleos creados en tecnologías renovables por período indicado (operación y mantenimiento) para el caso descarbonización exportación (número de empleos).

Caso descarbonización exportación	2024-2028	2029-2033	2034-2039	2040-2045	2046-2050	Total
Esc1-PaHaTaOaCc	19,343	25,244	61,793	5,280	1,064	112,724
Esc2-PaHmTaOmCm	5,644	11,966	31,351	19,945	24,532	93,438
Esc3-PmHmTmOmCc	4,506	16,774	17,769	15,440	26,089	80,577
Esc4-PmHmTmOmCm	4,960	16,425	23,327	19,246	18,636	82,594
Esc5-PmHmTmOmCb	5,555	15,862	25,464	19,604	21,242	87,728
Esc6-PbHbTbObCm	3,557	12,450	8,273	16,850	8,929	50,058
Esc7-PaHaTaOaCm	22,849	26,389	61,755	1,582	1,596	114,170
Esc8-PmHaTmOmCm	17,381	38,933	55,149	0	1,513	112,976
Esc9-PmHbTbOmCm	4,361	5,746	14,418	15,146	14,465	54,136

Fuente: Elaboración propia.

3.3.5 Comentarios sobre los resultados obtenidos

Se proyecta que las tecnologías renovables solar fotovoltaica y eólica tendrán una participación en la matriz energética entre el 70% y el 78% en terminos de capacidad instalada hacia el final del periodo de análisis, debido principalmente a sus ventajas económicas frente a otras alternativas.

Sin embargo, deberá tenerse en cuenta la necesidad de incorporar, a fines de compensar las intermitencias de las fuentes mencionadas, baterías, capaces de aportar energía eléctrica cuando las renovables eólicas y solares dejen de generar.

Las proyecciones de reducción de emisiones de CO₂e en el sector eléctrico indican un impacto positivo. Sin embargo, a pesar del aumento en las tecnologías renovables, este impacto será menor en comparación con el sector de transporte debido al incremento de la demanda final y la necesidad de centrales convencionales para su abastecimiento.

3.4. Análisis costo-beneficio



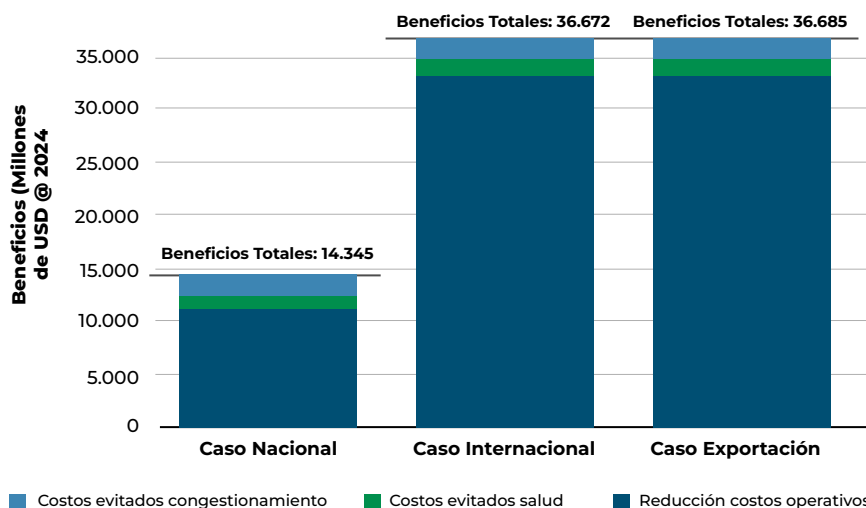
Con los resultados obtenidos, se procede al análisis costo-beneficio de las estrategias de descarbonización de los sectores transporte y energía. Este análisis compara los costos y beneficios de cada escenario de incertidumbre en los casos base y de descarbonización (nacional, internacional y exportación).

La **figura 41** agrega los beneficios por reducción de costos operativos, junto con las estimaciones de costos evitados en salud y congestionamientos de tráfico, para cada caso de descarbonización en comparación con el caso base. Este análisis se posiciona en un escenario que considera condiciones moderadas (más probables) para las incertidumbres (PIB, población, etc.) el cual se define como el Escenario ATE.



Figura 41

Beneficios del escenario ATE, por caso de descarbonización con respecto al caso base, valores descontados a @2024 con 12% por-año.

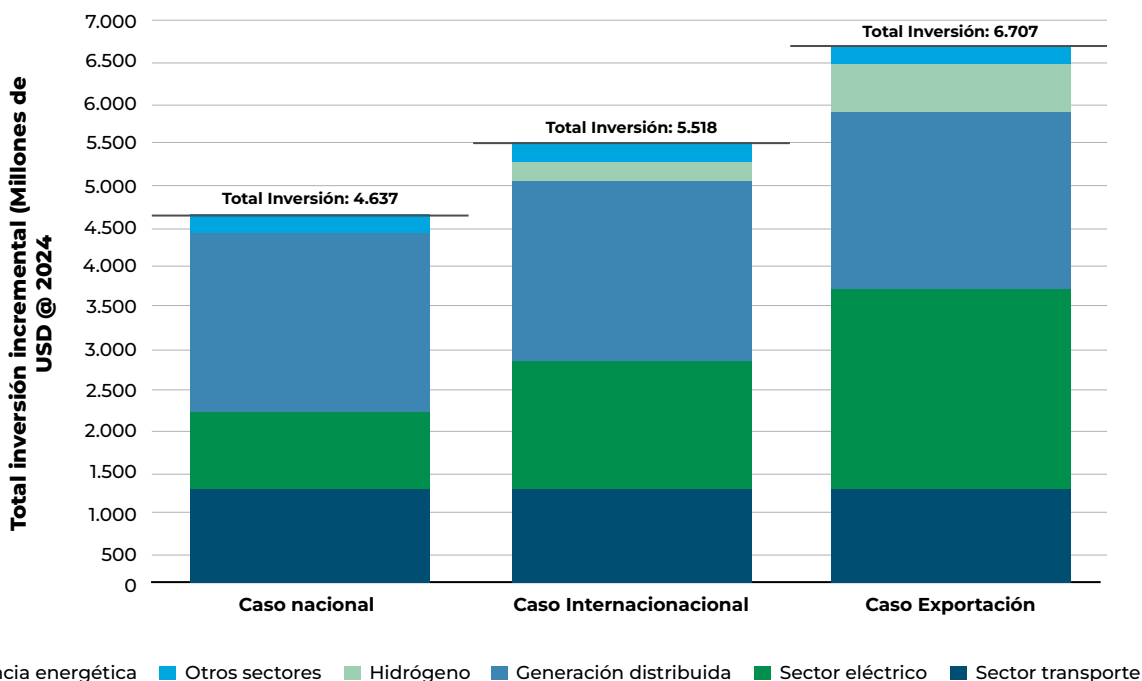


Fuente: Elaboración propia.

En la **figura 42** se muestran las estimaciones de valor descontado a 2024 para las inversiones en el sector transporte, la expansión del sector eléctrico, el desarrollo de la generación distribuida y la implementación de programas de eficiencia energética. También se ilustran las inversiones para la descarbonización de otros sectores energéticos (residencial, comercial e industrial) y en electrolizadores para la producción de hidrógeno verde. Todas estas inversiones representan los costos de la descarbonización según el caso en el que nos posicionemos (nacional, internacional o exportación).

Figura 42

Desagregación sectorial del aumento de inversiones con respecto al caso base, por caso de descarbonización – Escenario ATE, valores descontados a @2024 con 12% por-año.

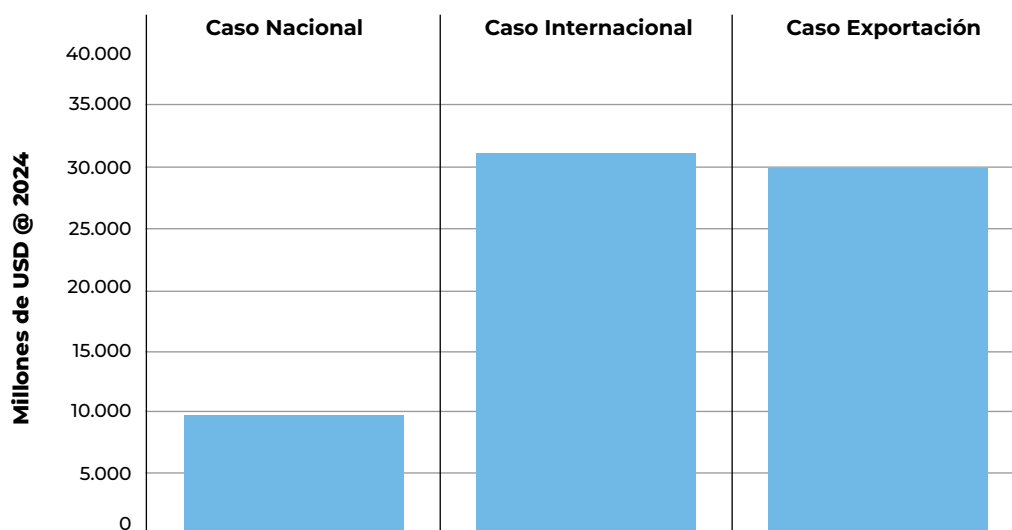


Fuente: Elaboración propia.

A continuación, la **figura 43** ilustra en el marco del análisis costo-beneficio, los beneficios netos resultantes de la diferencia entre los beneficios (totales) de las medidas de descarbonización (**figura 40**) y los costos totales (**figura 42**) de dichas medidas. Esto siempre en el Escenario ATE y diferenciando los resultados para cada uno de los casos de descarbonización definidos previamente (caso nacional, internacional y exportación).

Figura 43

Beneficios netos por caso de descarbonización respecto al caso base para el Escenario ATE, valores descontados @ 2024 con tasa del 12% anual.



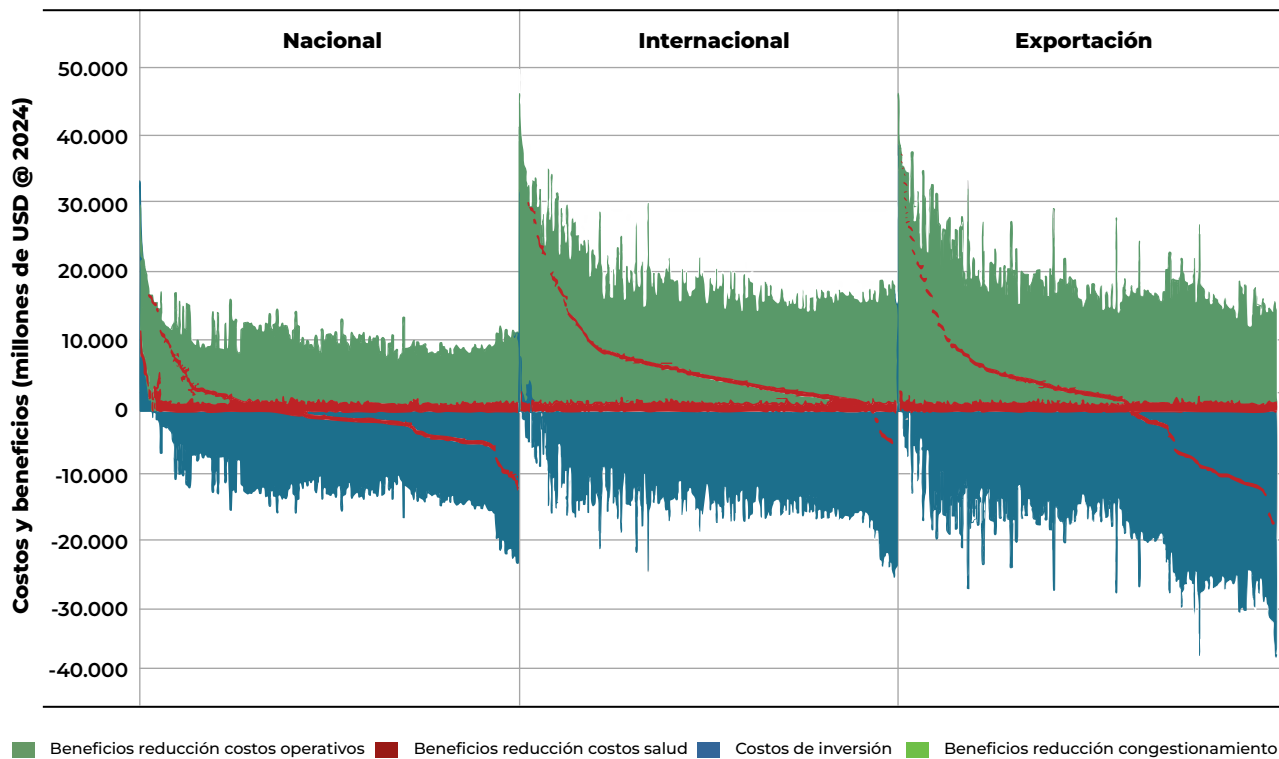
Fuente: Elaboración propia.

Los resultados muestran que en el Escenario ATE los beneficios superan a los costos en los tres casos de descarbonización considerados, con la particularidad de que dichos beneficios resultan mayores en los casos internacional y exportación, y menores en el caso nacional.

Finalmente, la **figura 44** muestra los resultados de todos los escenarios desarrollados para cada caso de descarbonización en comparación con el caso base. El primer resultado presenta el análisis de costos (incluyendo costos de inversión) y beneficios (como reducción de costos operativos, de salud y de congestamiento).

Figura 44

Costos y beneficios por caso de descarbonización, con respecto al caso base, valores descontados a @2024 con 12% por-año.



Fuente: Elaboración propia.

El principal beneficio, tal como se ilustró anteriormente en la **figura 44**, corresponde a las reducciones de los costos operativos, principalmente costos en combustibles fósiles, ilustrado en color verde. El principal costo para la descarbonización corresponde a aumentos en las inversiones necesarias, ilustrada en color azul. En la figura también se muestran los beneficios por costos evitados en la salud (en color rosa) y costos evitados en congestionamientos (en color bronce). Los beneficios netos se ilustran en la línea continua, en color rojo.

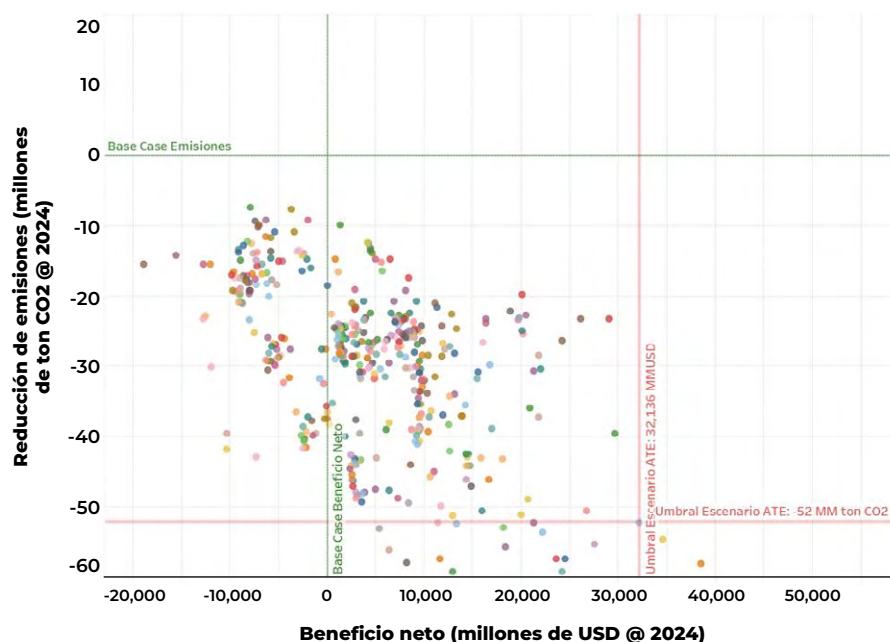
Adicionalmente, en términos de costo-beneficio neto, el 37% de los escenarios desarrollados para la descarbonización nacional presentan beneficios netos positivos. En el caso de descarbonización internacional, el 93% de los escenarios muestran beneficios positivos, mientras que para la descarbonización de exportación el 73% de los escenarios presentan beneficios positivos.

Se observa que el 100% de los escenarios desarrollados para el caso de descarbonización nacional muestran reducciones en las emisiones de CO₂e cuando se comparan con el caso base.

La **figura 45** ilustra los resultados cuando se incluyen los beneficios asociados a los ingresos por la exportación de H2V. Se estiman estos beneficios asumiendo una curva lineal para el precio de exportación del hidrógeno verde de 5 USD/kg H2V en 2030 a 3.6 USD/kg H2V en 2050¹⁵.

Figura 45

Emisiones de CO₂e × beneficio neto por caso de descarbonización exportación (con Ingresos), con respecto al caso base, valores descontados a @2024 con 12% por-año.



Fuente: Elaboración propia.

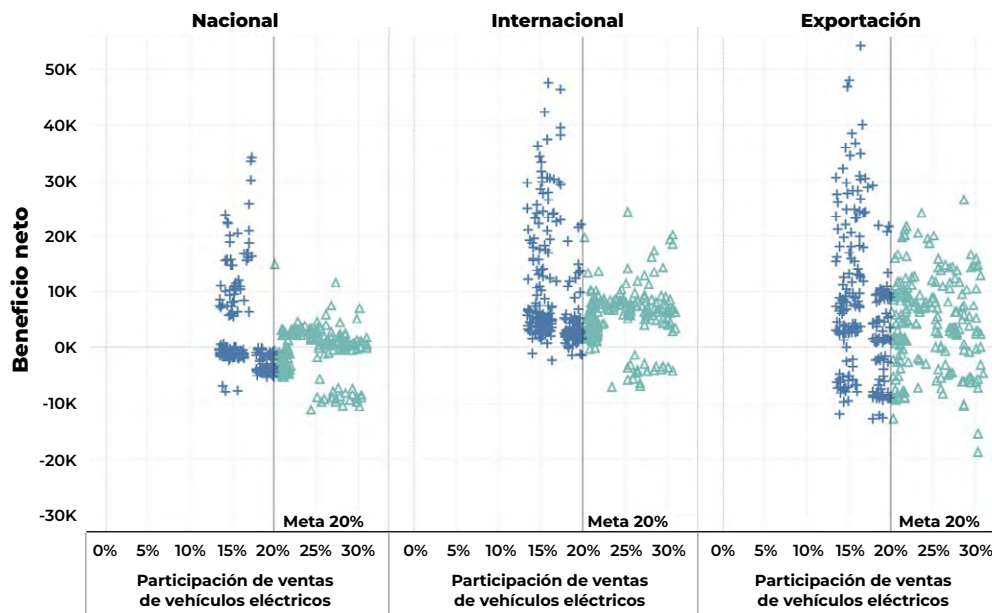
El resultado consiste en un aumento de los beneficios netos, al sumar en todos los escenarios los ingresos obtenidos por la exportación de H2V. Bajo este supuesto, los beneficios netos superan los del caso base en aproximadamente el 73% de los escenarios desarrollados. En otras palabras, la exportación de hidrógeno verde es clave para que el 12% de los escenarios muestren beneficios positivos en comparación con el caso base.

La **figura 46** ilustra para los casos de descarbonización nacional, internacional y exportación, el resultado para el análisis de la meta para la inserción de vehículos eléctricos en Panamá en 2050, establecida en la Agenda de Transición Energética (ATE). Cada punto de las gráficas ilustra la inserción de vehículos eléctricos nuevos (eje horizontal) frente al beneficio neto (eje vertical) para los 352 escenarios del sector transporte. También se incluye el umbral de la meta ATE del 20% de inserción de vehículos eléctricos nuevos. Los escenarios que no cumplen con la meta (inserción menor al 20%) están a la izquierda del umbral (color azul oscuro y cruz). Los escenarios que cumplen con la meta (inserción mayor al 20% para 2050) están a la derecha del umbral (color verde y triángulos).

¹⁵ HINICIO.

Figura 46

Participación en las ventas de vehículos eléctricos × beneficio neto por caso de descarbonización, valores de los beneficios descontados a @2024 con 12% por-año.



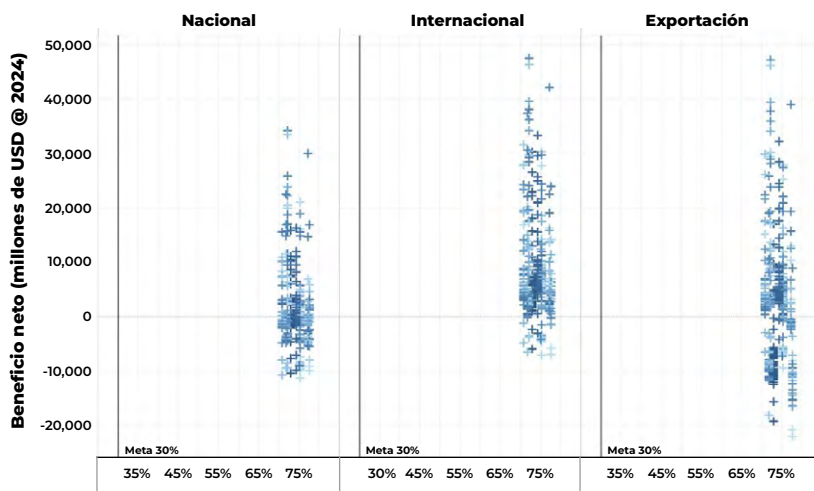
Fuente: Elaboración propia.

Según los resultados, el 52% de los escenarios de descarbonización nacional superan la meta ATE de 20% de inserción de vehículos eléctricos nuevos. Este porcentaje es del 48% en descarbonización internacional y del 50% en descarbonización para exportación. Además, al analizar tanto el cumplimiento de la meta de inserción de vehículos eléctricos como el beneficio neto, se observa que el 9% de los escenarios alcanzan la meta de inserción del 20% para 2050 y presentan beneficios económicos netos positivos en comparación con el caso base.

Los últimos resultados que se presentan en las **figuras 47 y 48** a continuación ilustran la participación de fuentes renovables intermitentes (eólicas y solares) y de sistemas de almacenamiento para los tres casos de descarbonización desarrollados.

Figura 47

Participación de fuentes renovables intermitentes × beneficio neto por caso de descarbonización, valores de los beneficios descontados a @2024 con 12% por-año.

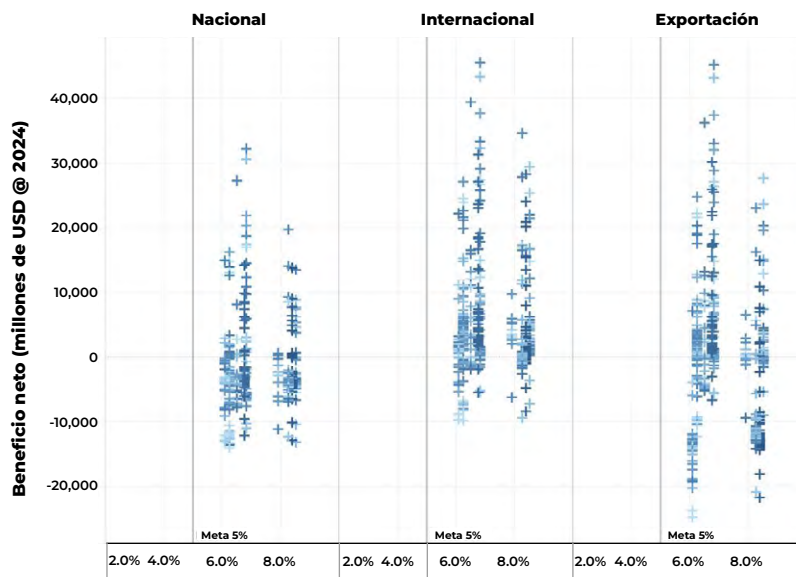


Fuente: Elaboración propia.

Los resultados de las simulaciones muestran que para 2050 la inserción de energías renovables no convencionales en términos de capacidad instalada es del 71% en el escenario más bajo, significativamente superior a la meta de 30% establecida en la NDC de Panamá.

Figura 48

Participación de sistemas de almacenamiento × beneficio neto por caso de descarbonización, valores de los beneficios descontados a @2024 con 12% por-año.

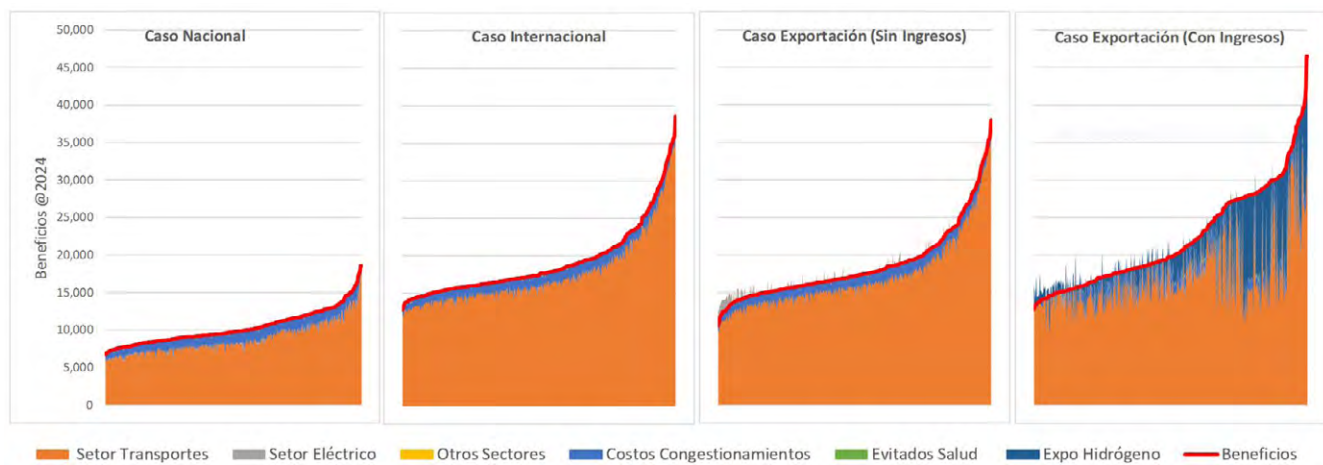


Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a la participación de baterías, se observó que la menor inserción de sistemas de almacenamiento fue del 6% con respecto a la demanda máxima en 2050, superando la meta del 5% establecida en las NDCs de Panamá.

Figura 49

Beneficios para cada caso, nacional, internacional y exportación sin y con ingresos por componente.



Fuente: Elaboración propia.

Es importante notar que el componente más importante relacionado a los beneficios son las estimativas de reducciones de los costos operativos en el sector de transporte, como se presenta en la **figura 50** a continuación.

Los beneficios del sector transporte por la reducción de costos operativos debido a la electrificación superan a los de todos los otros sectores. Este resultado es crucial para identificar políticas que puedan dirigir los mejores resultados en un análisis costo-beneficio. En esta línea, se analizaron en detalle las medidas del sector transporte para identificar acciones que posibiliten mejores resultados, tanto en términos de emisiones como de costo-beneficio.



REGRESAR
AL INDICE

4.

CONCLUSIONES



Este estudio ha evaluado los costos y beneficios de los escenarios para la transición energética al 2050 en Panamá según la Agenda de Transición Energética (ATE) y sus estrategias nacionales siguiendo un proceso participativo e informado por modelos cualitativos para apoyar la toma de decisión, todo inspirado por la metodología de Toma de Decisión Robusta. Modelos sectoriales se han desarrollado con apoyo de los expertos clave de cada sector (transporte, industria, residencial, comercial, y electricidad). 448 diferentes escenarios se han evaluado para explorar el efecto de variables inciertas.



Los resultados del análisis integrado obtenidos para los 448 escenarios, considerando en conjunto los sectores de electricidad, transportes, sectores residencial, comercial e industrial, muestran que las acciones de descarbonización fueron efectivas para la reducción global de las emisiones en los sectores analizados en 100% de los escenarios, cuando se comparan los casos de descarbonización con el caso base. Es decir, en todos los casos se obtuvo una reducción de emisiones. Cuando se analizan los resultados bajo la métrica de costo-beneficio neto se estimó que, para el caso de descarbonización nacional, 37% de los escenarios presentan resultados positivos, es decir, los beneficios exceden los costos. Este resultado es significativamente mejor para el caso de descarbonización internacional, cuando los beneficios exceden los costos de inversión para 93% de los escenarios desarrollados. Por fin, para el caso de descarbonización exportación 73% de los escenarios presentan resultados positivos para la métrica de costo beneficio neto.

Los resultados del análisis integrado también muestran que el sector transporte es clave en la transición energética de Panamá. El mismo permitiría reducir las emisiones de dióxido de carbono equivalente (CO₂e) y brindaría beneficios económicos para el país, lo anterior a pesar de las inversiones requeridas para descarbonizarlo. El sector es responsable de más del 80% de las reducciones de CO₂e y concentra el 84% de los beneficios de la descarbonización, particularmente por reducción de los costos operativos¹⁶. Los ahorros se derivan principalmente de la transición temprana hacia vehículos eléctricos, el uso del transporte público y el teletrabajo, las ganancias de eficiencia, y la transición al uso de hidrógeno verde y sus derivados como combustibles. Esta transformación sectorial conduce a ahorros acumulados estimados para el sector de entre USD 11,000 y USD 33,000 Millones¹⁷ en valor presente al año 2024¹⁸.

¹⁶ Se consideran dentro del cálculo de reducción de costos operativos también la reducción en los consumos de jet-fuel y bunker. Dentro del cómputo de reducción de costos operativos cabe aclarar no se consideran los costos de la energía eléctrica que pasaría a consumir la flota de vehículos eléctricos por incorporación de estos al parque automotor.

¹⁷ Según se trate del caso nacional, internacional o exportación. Ahorros vinculados a la reducción de costos operativos del sector de transporte como también reducción en los costos de congestión y costos evitados en salud.

¹⁸ Valores presentes computados siempre a una tasa de descuento del 12% anual.



Es importante destacar el papel del transporte público en el proceso de descarbonización más allá de su electrificación. El aumento del uso del transporte público puede tener un impacto significativo en la reducción de emisiones y costos operativos, ya que disminuye la dependencia de vehículos privados y fomenta una movilidad más sostenible. En los escenarios donde se incrementa el uso del transporte público, se observan mayores reducciones de emisiones y ahorros operativos.

Aunque la descarbonización del sector transporte en Panamá requiere de inversiones considerables, por ejemplo, del orden de los USD 1,300 Millones en valor presente al año 2024 en el Escenario ATE²¹, los beneficios a largo plazo, tanto económicos como ambientales y sociales, justifican estos desembolsos, pues se obtienen para ese mismo Escenario ATE y sector, ahorros de entre USD 11,000 y USD 33,000 Millones en valor presente al año 2024²¹, como ya fue mencionado. Debe resaltarse que las inversiones para la descarbonización del sector transporte requieren también paralelamente inversiones en energía para atender la demanda del nuevo parque automotor eléctrico, aspecto que se ha integrado en el análisis global del costo beneficio de las acciones de descarbonización del país.

Con referencia a los otros sectores energéticos, se desarrolló el análisis de forma agrupada en los subsectores de demanda energética residencial, comercial e industrial; y fueron desarrollados 132 escenarios para el caso base y para el caso de descarbonización, que representan principalmente las incertidumbres en la evolución del PIB/Población, costos de combustibles, costos de inversión y eficiencia de los procesos. Como resultado de los análisis se identificó que el mayor potencial para descarbonización, de manera costo efectiva, está en el sector comercial y tiene como foco la reducción de la utilización de combustibles fósiles, esencialmente gasolina y diésel. El incremento de demanda eléctrica, debido a la mayor electrificación en los referidos sectores energéticos, alcanza en

promedio los 2,000 GWh año en 2050¹⁹, cuando se compara el caso de descarbonización con el caso base. El beneficio, en términos de reducción de emisiones en estos sectores con esta transferencia de demanda para el sector de electricidad, se estimó para los 132 escenarios desarrollados en una reducción de emisiones del orden de 3.4 millones de toneladas de CO₂e en términos promedios (máxima reducción de 5.92 millones de toneladas de CO₂e y mínima de 0.7 millones de toneladas de CO₂e).

Con respecto al sector de generación de electricidad, se desarrollaron 9 planes de expansión para cada uno de los casos considerados, el caso base y los casos de descarbonización nacional, internacional y exportación, que consideran diferentes requerimientos de demanda, en función de las transferencias de los otros sectores (con la electrificación) y para la producción de hidrógeno verde. En cada uno de los 9 planes de expansión desarrollados, con el uso de la herramienta de expansión OptGen/SDDP se modelaron 50 escenarios de despacho²⁰ que representan las incertidumbres de los aportes de caudales, velocidad del viento y radiación solar (energía primaria) que impacta la capacidad de generación de las plantas renovables.

Con base en los resultados para la expansión de la oferta del sector eléctrico, la conclusión fue contundente en indicar que las tecnologías de energías renovables no convencionales (solar y eólicas) son las de mejor desempeño económico y, por lo tanto, se constituirán en los principales vectores para la expansión de la oferta del sistema panameño. La participación

de la fuente renovables no convencionales en la capacidad instalada, para los diferentes escenarios, varía desde 70% hasta 78% en 2050. Tal inserción de centrales renovables no convencionales, por su característica de producción intermitente, también es el factor determinante para la inserción óptima de sistemas de almacenamiento (baterías) que, considerando todos los escenarios de expansión desarrollados, varía de 6% a 8% de la capacidad instalada total. Asimismo, esta expansión deberá considerar la inversión necesaria en redes de transmisión.

El resultado asociado a esta gran inserción de centrales renovables no convencionales (principalmente solares, eólicas), es la creación de empleos en tecnologías renovables, cuyo beneficio fue estimando con respecto a los empleos relacionados a operación & mantenimiento de las futuras centrales (que se consideran como empleos permanentes en Panamá), en de 16,819 a 66,185 puestos de trabajo adicionales (en términos promedios para los escenarios desarrollados), comparando los casos de descarbonización con el caso base. De igual importancia es la creación de empleos durante la construcción de los proyectos renovables, estimada en términos promedios en el intervalo de 11,615 (caso de descarbonización nacional para el período de 2024 hasta 2028) hasta 158,900 (caso de descarbonización exportación para el periodo de 2045 hasta 2050).

¹⁹ El potencial de electrificación en los Otros Sectores Energéticos para el caso base está en el rango de 2,000 a 4,000 GWh en 2050, mientras que en el caso de descarbonización este rango potencial se amplía para de 4,000 a 6,000 GWh.

²⁰ El número total de escenarios desarrollados para el sector eléctrico, en los 4 casos, 9 escenarios por caso y 50 escenarios de despacho fue, por lo tanto, de 1,800 escenarios en total.

Importante observar que para el sector eléctrico per se no se estiman beneficios significativos de reducción de emisiones o reducción de costos operativos. Esto por un lado se debe a que el sector eléctrico es ya un sector con bajas emisiones en Panamá, dada la alta participación (actual) de la hidroelectricidad. Por otro lado, la descarbonización de los sectores de transporte y otros sectores de la economía (que se logra principalmente una mayor electrificación de estos sectores), bien como los requerimientos adicionales de electricidad para la producción de hidrógeno verde, pueden aumentar de forma significativa la demanda de electricidad y, por lo tanto, requerir inversiones adicionales en el sector de electricidad cuando comparadas con las inversiones en que no se considerarían la implementación de las medidas de descarbonización de los demás sectores.



Considerando los resultados para los análisis de costo-beneficio tanto por la métrica de reducción de emisiones como también por la métrica de reducción de costos operativos, con respecto a las inversiones, la conclusión es que las acciones para la descarbonización a 2050 de los sectores energía y transporte en Panamá tienen una alta probabilidad de suceso.

Como se ha resaltado la ATE trae beneficios en la gran mayoría de los escenarios asociados a los casos analizados a lo largo de este estudio, en particular cuando la generación de energía eléctrica es altamente renovable y la modalidad de transporte es eléctrica, eficiente y pública.

En conclusión, los resultados del análisis destacan el potencial transformador de las estrategias de descarbonización en Panamá, especialmente en los sectores de transporte y energía. Estas estrategias no solo permiten reducir significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero, sino que también generan beneficios económicos, sociales y ambientales que superan ampliamente los costos iniciales. La electrificación del transporte, junto con una mayor participación de fuentes renovables en la matriz energética, es clave para alcanzar estas metas, al tiempo que promueve un desarrollo más sostenible. Sin embargo, se requiere una planificación integral que incluya inversiones estratégicas, y la creación de marcos regulatorios que impulsen tecnologías emergentes como el hidrógeno verde y los sistemas de almacenamiento de energía. Finalmente, el compromiso coordinado entre los sectores público y privado será esencial para consolidar a Panamá como líder en transición energética y sostenibilidad.



5.

REGRESAR
AL INDICE

RECOMENDACIONES



Se presentan a continuación las principales recomendaciones con base en los resultados de los análisis de costo beneficio de los escenarios de transición energética a 2050 en Panamá.

- La **tabla 39** ilustra los resultados de participación mínima y máxima de cada fuente de producción en la capacidad instalada, con respecto a la demanda anual para todos los casos y escenarios. Es decir, los resultados presentan un resumen de todos los casos y escenarios, y el objetivo es verificar como es la composición porcentual de la matriz de generación para cada nivel de demanda, independiente del caso/escenario.

Tabla 39

Resultados para la suma de los empleos creados en tecnologías renovables por período indicado (construcción/instalación) para el caso descarbonización exportación (número de empleos).

Demanda (GWh)	Cap Inst (MW)	Baterías	Hidro	Solar	Eólica	Eólica Off-shore	Diesel	Bunker	GN	GN-CC
15,000-20,000	4,631-10,293	0.4%-19%	18%-38%	25%-42%	10%-31%	0%-0%	1.4%-3.7%	0.7%-3.9%	0.0%-0.0%	9%-15%
20,000-30,000	9,469-20,168	5%-28%	10%-20%	25%-54%	9%-39%	0%-0%	0.7%-1.6%	0.2%-1.4%	0.0%-0.0%	5%-10%
30,000-40,000	14,790-27,303	11%-27%	7%-14%	34%-53%	11%-35%	0%-0%	0.5%-1.0%	0.1%-0.5%	0.0%-0.0%	3%-6%
40,000-60,000	25,914-40,287	15%-24%	5%-8%	39%-54%	13%-33%	0%-0%	0.4%-0.6%	0.1%-0.5%	0.0%-0.7%	2%-4%
60,000-80,000	38,521-53,245	16%-21%	3%-5%	41%-53%	21%-32%	0%-0%	0.3%-0.4%	0.1%-0.2%	0.0%-2.0%	2%-5%
80,000-100,000	51,475-65,252	13%-22%	3%-4%	45%-53%	23%-28%	0%-0%	0.2%-0.3%	0.0%-0.1%	0.9%-2.5%	2%-4%
100,000-120,000	67,181-70,643	18%-21%	3%-3%	47%-53%	21%-23%	0%-0%	0.2%-0.2%	0.0%-0.0%	2.0%-2.3%	3%-4%
120,000-140,000	81,483-83,251	14%-17%	2%-2%	48%-49%	18%-19%	8%-10%	0.2%-0.2%	0.1%-0.1%	2.2%-2.3%	3%-3%
140,000-170,000	84,282-89,119	16%-17%	2%-2%	45%-48%	17%-18%	10%-13%	0.2%-0.3%	0.0%-0.1%	2.1%-2.3%	3%-5%

Fuente: Elaboración propia.

A partir de los resultados se concluye que la participación de la energía solar en Panamá será creciente hasta una demanda de 140,000 GWh anuales, alcanzando casi el 50% de la capacidad instalada cuando la demanda total está entre 120,000 y 140,000 GWh. La energía eólica muestra un comportamiento similar, con una participación siempre creciente hasta los 120,000 GWh, alcanzando el 23% de la capacidad instalada. La inserción de centrales eólicas *off-shore* solo se observa a partir de demanda superior a 120,000 GWh, es decir, para demandas inferiores la inversión en eólicas *off-shore* no sería económicamente viable, considerando, lógico, la disponibilidad de las fuentes solar y eólica. Esto demuestra que los principales vectores para la expansión del sistema eléctrico en Panamá serán energías renovables no convencionales (solar y eólica) y se recomienda promover tales fuentes, ya que, según los estudios de análisis costo-beneficio, son las más económicamente eficientes para satisfacer el crecimiento de la demanda en Panamá. Por otro lado, para comprobar la viabilidad técnica

de niveles de participación de solares y eólicas en la matriz de electricidad son necesarios estudios eléctricos adicionales que pueden indicar costos adicionales. De la misma manera, las inversiones necesarias en el sector deben considerar la expansión y fortalecimiento de las redes de transmisión, a fin de acomodar la creciente capacidad de generación.

- Aún relacionado con la inserción de las fuentes renovables no convencionales, solar y eólicas, se observa que la meta oficial del país para la inserción para este tipo de fuente es de 15% en 2030 y del 30% en 2050, que, de acuerdo a todos los escenarios desarrollados, se muestra poco ambiciosa, dado que, en general, se observa en 2050 una inserción de más de 40% solo de centrales solares (sin considerar generación distribuida), eólicas y biomasa. Se recomienda, por lo tanto, una revisión en la meta de 30% para la participación de energías renovables en 2050.
- Respecto a las decisiones de inversión también en el sector eléctrico cobran relevancia los proyectos hidroeléctricos inventariados de mayor porte en Panamá como lo son las proyectadas hidroeléctricas Burica (63 MW) y Changuinola 2 (223 MW). Como se observó en los diferentes escenarios de expansión, estas alternativas de expansión son bastante frecuentes en los casos de mayores requerimientos de demanda (que son los escenarios de descarbonización con mayor desarrollo de la industria de hidrógeno). La recomendación, por lo tanto, es garantizar la implementación de estos proyectos hidroeléctricos, considerando el menor impacto ambiental y el mayor beneficio social en el caso de que se configure un aumento agresivo de la demanda de electricidad. Adicionalmente, se recomienda también la ejecución de nuevos estudios de potencial hidroeléctrico, considerando el menor impacto ambiental y el mayor beneficio social con el objetivo de actualizar/desarrollar el catálogo potencial hidroeléctrico que aún puede ser explorado en Panamá. Finalmente, se recomienda mantener en funcionamiento todas las hidroeléctricas existentes, que facilitan la inserción de fuentes renovables no convencionales (solar y eólica).



- Con respecto a la generación distribuida, en los casos de descarbonización se consideró un escenario más agresivo para representar la inserción de generación distribuida, que esté de acuerdo con la meta establecida en la Estrategia Nacional de Generación Distribuida, la cual establece que la inserción en 2030 debería ser de 7% (moderado) a 14% (agresivo) de la generación total. Dado que la generación distribuida sigue el perfil de generación de una central solar, cuando se estima su participación en la demanda en nivel horario se observa, en el caso de descarbonización nacional, que la participación horaria de la generación distribuida puede ser superior a 40% en las horas de mayor producción solar. Estudios adicionales son necesarios para evaluar si estos niveles de penetración requerirán del fortalecimiento de las redes de distribución. No obstante, dados los bajos niveles actuales de penetración de generación distribuida (menores al 5%), no se ven riesgos de continuar con la política de incentivo a esta tecnología en el mediano plazo.
- Con respecto a la meta de la ATE de inserción de Sistemas de Almacenamiento (Baterías), de 5% de la demanda máxima, también se observa que, en función de los resultados obtenidos en todos los escenarios desarrollados, parece estar subestimada, pues los resultados muestran que la inserción óptima para sistemas de baterías es bastante superior a la meta de 5% de la demanda máxima. En ese sentido, podría plantearse una meta mayor.
- En relación con la inserción de vehículos eléctricos, se observa que para 2030, 50% de los escenarios proyectados alcanzan el objetivo de una participación de vehículos eléctricos en la flota total superior a 20%. Este resultado se debe a combinaciones específicas de factores, como la reducción de los costos de los vehículos eléctricos, los avances tecnológicos en generación eléctrica y la evolución de los precios de los combustibles. Los demás escenarios presentan resultados negativos, lo que enfatiza la necesidad de implementar estrategias efectivas para la reducción de costos tecnológicos y el desarrollo de políticas de incentivo, a fin de aumentar la viabilidad económica de la electrificación del transporte.



- En relación con la meta de fomento del uso del transporte público, las políticas implementadas para incentivar este sector pueden lograr un aumento significativo en el número de pasajeros, especialmente después del año 2040. Se ha observado un incremento aproximado del 60% en la utilización del transporte público en comparación con el caso base, y se espera que el número de pasajeros alcance hasta 1,400 millones al año para 2050, lo que representa más de cinco veces el número de pasajeros en 2023. Este notable crecimiento refleja una adopción masiva del transporte público como resultado directo de la expansión del metro y de la flota de autobuses. Para consolidar este éxito, se recomienda renovar y electrificar la flota de transporte público, aumentando la proporción de autobuses eléctricos. Políticas de financiamiento y apoyo para la adquisición de estos vehículos serán fundamentales. También es necesario invertir en infraestructura para mejorar la eficiencia y comodidad del transporte público, incluyendo la implementación de carriles exclusivos para autobuses y sistemas de prioridad de semáforos. Establecer tarifas reducidas y asequibles para incentivar el uso del transporte público y desarrollar programas de subsidios focalizados para grupos vulnerables, como estudiantes y personas de la tercera edad, serán cruciales. Además, promover campañas de concientización y educación para destacar los beneficios del transporte público y fomentar una cultura de movilidad sostenible será esencial para asegurar un uso continuo y creciente del transporte público.
- Con respecto a los resultados de costo-beneficio que integran todos los sectores, se observó que el elemento clave son las estimativas de reducciones de los costos operativos con la electrificación del sector transporte que explican la mayor parte de los beneficios, es decir, los beneficios del sector transporte dominan los beneficios de los otros sectores. Los resultados tanto para las estimativas de costo-beneficio, como también para la reducción de emisiones de CO₂e en los casos de descarbonización, muestran que para optimizar estas métricas de desempeño es necesario la implementación de acciones que lleven a reducciones en el consumo de combustibles fósiles (gasolina y diésel), como también la reducción de la flota de automóviles y autobuses utilizando como combustible la gasolina y el diésel.



- Adicionalmente, de los resultados integrados se mostró que, para el caso de descarbonización nacional, 37% de los escenarios presentan beneficios-neto que para el caso base. Para el caso de descarbonización internacional, el porcentual de escenarios con resultado de beneficios-neto mayores que el caso base se incrementa para 93% y se reduce a 73% cuando se agregan los requerimientos para exportación de hidrógeno, resultado que se justifica por los incrementos en los costos de inversión, principalmente en el sector eléctrico. Por lo tanto, dado los incrementos en las inversiones, el claro desempeño óptimo para el caso de descarbonización internacional se recomienda la implementación de acciones para materializar la inserción de hidrógeno verde hasta la descarbonización de las actividades nacionales e internacionales en el país, pero no necesariamente para la exportación, donde se ve una reducción de los escenarios con beneficios.

Los resultados del análisis destacan el potencial transformador de las estrategias de descarbonización en Panamá, especialmente en los sectores de transporte y energía. Estas estrategias no solo permiten reducir significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero, sino que también generan beneficios económicos, sociales y ambientales que superan ampliamente los costos iniciales. La electrificación del transporte, junto con una mayor participación de fuentes renovables en la matriz energética, es clave para alcanzar estas metas, al tiempo que promueve un desarrollo más sostenible. Sin embargo, se requiere una planificación integral que incluya inversiones estratégicas y la creación de marcos regulatorios que impulsen tecnologías emergentes como el hidrógeno verde y los sistemas de almacenamiento de energía. Finalmente, el compromiso coordinado entre los sectores público y privado será esencial para consolidar a Panamá como líder en transición energética y sostenibilidad, al tiempo que se garantiza el equilibrio macroeconómico y la equidad social.



REGRESAR
AL INDICE

6.

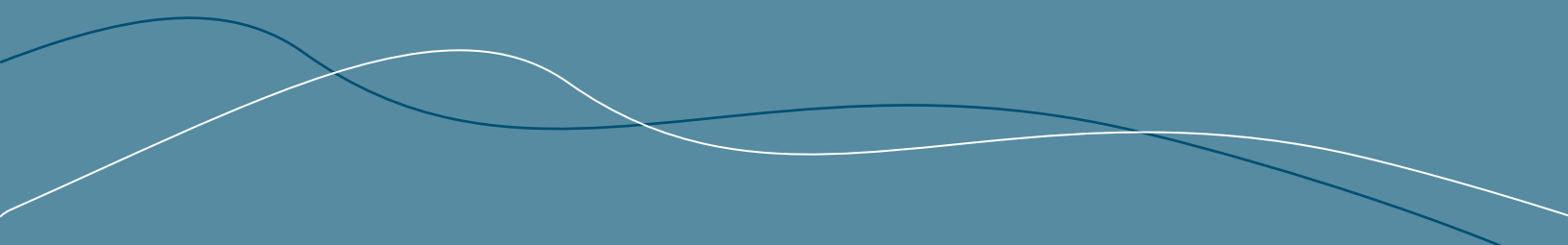
REFERENCIAS



- Agencia Internacional de Energía. (2021). *Net Zero by 2050 – A Roadmap for the Global Energy Sector*, International Energy Agency.
- ASEP. (2023). *Aportes del estado por subsidios eléctricos*. Retrieved from https://asep.gob.pa/wp-content/uploads/electricidad/tarifas/04_subsidios_aportes_Estado/aportes_estado/2023/aec_sector_elec_diciembre.pdf
- B. SIGRIN, E. D. (2014). *Diffusion into New Markets: Economic Returns Required by Households to Adopt Rooftop Photovoltaics*.
- Banco Mundial. (2023). *Historial PBI Panamá*. Retrieved from <https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.KD>
- BASS, F. M. (1969). *A new product growth for model consumer durables*.
- BECK, R. (2009). *Distributed Renewable Energy Operating Impacts and Valuation Study*.
- CAISO. (2021). *Alternative Ratemaking Mechanisms for Distributed Energy Resources in California*.
- Centro Nacional de Despacho (CND). (2022). *Informes de operaciones*. Retrieved from <https://www.cnd.com.pa/index.php/informes/categoria/informes-de-operaciones?tipo=74&anio=2022&mes=0>
- Centro Nacional de Despacho (CND). (2024). *Consumo eléctrico nacional*. Retrieved from <https://www.cnd.com.pa/index.php/estadisticas>
- Comisión Chilena de Energía (CNE). (2023). *Informe de Costos de Tecnologías de Generación*.
- Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE). (2019). *Modelo de Mercado da Micro e Minigeração Distribuída (4MD): Metodologia – Versão PDE 2029*.
- Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE). (2021). *Modelo de Proyección Energética del Sector Residencial (MSR)*.
- Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE). (2023). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2032*.
- Ente Operador Regional (EOR). (2022). *Capacidad instalada por tecnología*. Retrieved from https://www.enteoperador.org/archivos/download/Informe_Planeamiento_Operativo_2022-2023-Actualizacion_julio-2022.pdf.
- ETESA. (2023). *Base de datos del modelo SDDP del Plan de Expansión de la Generación*.
- FMI. (2023). *Proyección PBI Panamá*. Retrieved from <https://www.imf.org/en/Publications/WEO/weo-database/2023/April/select-country-group>
- Gobierno de Panamá. (2015). *Plan Nacional Energético 2015-2050*.
- Gobierno de Panamá. (2021). *Balance Energético*.
- Greenpeace. (2018). *Outlook on employment effects of a Global Energy Transition*.
- ISLAM, T. (2014). *Household level innovation diffusion model of photo-voltaic (PV) solar cells from*.
- Kiko, M. C. (2023). *Evaluation of Direct and Indirect Effects of Teleworking on Mobility: The Case of Paris*. Retrieved from <https://doi.org/10.1177/03611981231182973>

- Lempert, R.J. (2019). *Robust Decision Making (RDM)*. Retrieved from https://doi.org/10.1007/978-3-030-05252-2_2
- MORTARINO, M. G. (2010). *Cross-country diffusion of photovoltaic systems: Modeling choices and forecasts for national adoption rates*.
- National Renewable Energy Laboratory (NREL). (2016). *The Distributed Generation Market Demand Model (dGen): Documentation*.
- NREL. (2023). *Annual Technology Baseline*.
- OLADE. (2022). *El estado de la generación distribuida solar fotovoltaica en América Latina y El Caribe*. Retrieved from <https://www.unep.org/es/resources/informe/el-estado-de-la-generacion-distribuida-solar-fotovoltaica-en-america-latina-y-el>
- Quiros-Tortos, J., Victor-Gallardo, I., Rodriguez-Arce, M., & Soto-Rodriguez, A. (2024). Using Robust Decision-Making to Develop Long-Term Strategies: A Practical Guide. 2050. Pathways Platform. Retrieved from https://2050pathways.org/wp-content/uploads/2024/09/2050PP_RDMReport_FINAL092624Pages.pdf
- República de Panamá. (2016). *Contribución Nacionalmente Determinada a la Mitigación del Cambio Climático*.
- República de Panamá. (2020). *Segunda Contribución Determinada a Nivel Nacional (CDN2)*.

ANEXO

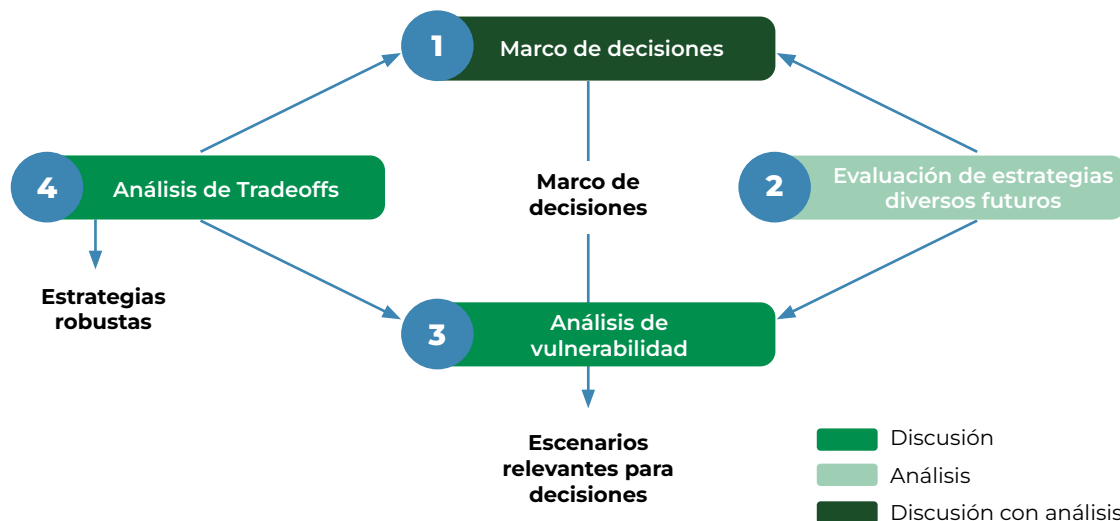


A. Metodología de Toma de Decisiones Robustas

La metodología de toma de decisiones robustas (RDM, por sus siglas en inglés) (Lempert, R.J, 2019), ha sido exitosamente utilizada en Costa Rica, Perú, Colombia y Chile para estudiar el proceso de descarbonización de sus economías. Este mismo enfoque metodológico se emplea actualmente en Guatemala, Ecuador y República Dominicana y su uso en Panamá ha sido actualmente empleado para comprender los costos y beneficios de la transición energética. **La figura 3**, reproducida a continuación por facilidad, muestra el diagrama de flujo de su implementación, la cual se estructura alrededor de un proceso co-constructivo con los actores clave mediante talleres participativos y etapas de análisis numérico con retroalimentación entre las partes mediante sesiones bilaterales.

Figura 50

Estructura y paso de la metodología de toma de decisión robusta.



Fuente: Groves et al., 2013b; Groves & Lempert, 2007b.

El método RDM parte de un taller inicial^{21,22}, de estructuración del marco de decisiones (Paso 1). Para ello, se deben identificar actores clave del sector en análisis. Es importante resaltar que este grupo de actores debe involucrarse de forma consistente y tener conocimiento sectorial. La preparación de los talleres se lleva a cabo por parte del equipo consultor. El primer taller tiene varios objetivos. Primero, se busca identificar preguntas relevantes de investigación; e.g., ¿qué métricas de desempeño son clave de evaluar el éxito de la transición energética? ¿qué políticas u opciones de política se tienen a

²¹ Previo al primer taller, el equipo de trabajo lleva a cabo una revisión de la información públicamente disponible con el fin de establecer una primera línea base de cada sector. Esto le permite al equipo afrontar el taller con mayor conocimiento.

²² Al referirse a talleres la metodología no excluye la ejecución de reuniones bilaterales con actores clave, por lo que se considera un recurso relevante para lograr un mayor involucramiento con cada uno de los sectores.

disposición en el país para lograr la transición energética? ¿cuál información tenemos a disposición para estudiar la transición energética del país? Además, permite comprender las preocupaciones de los diferentes actores en cuanto a la transición energética y discutir posibles políticas que podrían brindar éxito para el país.

Asimismo, busca establecer métricas de desempeño (e.g., beneficios económicos, costos, emisiones, entre otras). Esto se hace a través de la interpretación de las ideas y preocupaciones de los actores en métricas que pueden ser informadas con el análisis numérico. El taller permite recabar diferentes opciones de política a evaluar con los modelos; también complementa los esfuerzos de recolección y revisión de los distintos planes y estrategias existentes en el país. La discusión con los actores permite identificar fuentes de información para alimentar los modelos. Además, se puede producir un mapa de incertidumbres técnicas, sociales y ambientales que podrían afectar el desempeño de la transición energética en el país; un ejemplo de incertidumbre son los costos de las tecnologías renovables y no-renovables en el tiempo. Con base a experiencias previas, este taller inicial se complementa con sesiones bilaterales con distintos actores. Los insumos del taller inicial más las reuniones bilaterales se enmarcan en una matriz DAMI (métricas de Desempeño, Acciones de política, Modelos y datos, e Incertidumbres). La **tabla 40** muestra la estructura de la matriz DAMI.

Tabla 40**Matriz DAMI para estructuración de información del taller inicial.**

Métricas de Desempeño (D)	Acciones (A)
Lista de variables físicas (emisiones de carbono) o económicas (beneficios económicos) que definen el éxito o fracaso de la estrategia.	Lista de instrumentos u objetivos de política sectorial que ejecutan la transición hacia la descarbonización.
Modelos y Datos (M)	Incertidumbres (I)
Modelos disponibles en el país para calcular las métricas de desempeño, o bien, datos que permitan la calibración de dichos modelos.	Lista de variables físicas o económicas que no son posibles de acordar o conocer y que podrían afectar las medidas de desempeño.

Gracias a la producción de la matriz DAMI se clarifican los aspectos clave vinculados a los sectores económicos y estos insumos se incorporan en el análisis para la modelación sectorial. La información suministrada se utiliza para evaluar costos, emisiones, beneficios y otras variables identificadas por los actores como relevantes para el análisis. Además, se utiliza para comprender los criterios técnicos, económicos, tecnológicos, de salud y ambientales integrales para desarrollar criterios de transformación de los escenarios a mediano y largo plazo. Las transformaciones se evalúan con modelos matemáticos que reflejan el comportamiento de los sectores desde el año base hasta el final del horizonte de planificación.

Los modelos se utilizan para crear una ruta de descarbonización de los sectores a partir de las fuentes de información disponibles en la literatura sobre las variables tecnológicas (Paso 2). Por ejemplo, para conocer los costos de las tecnologías en el país se puede utilizar la evolución de los costos proyectados por el BID para América Latina (Fonseca et al., 2019). Además, este escenario se basa en las políticas, la legislación y las estrategias existentes en el país. Esta ruta se conoce como la ruta de descarbonización con supuestos base. Por otro lado, la calibración de los modelos se basa en información local. Por lo que es vital que los actores cuenten con conocimiento especialista para co-crear de forma accesible. Las fuentes de información indicadas en el taller inicial se revisan para extraer información útil para estos modelos. Fuentes de datos internacionales complementan el modelo cuando datos locales no se encuentren. El equipo documenta con detalle los datos y supuestos utilizados.

Posteriormente se trabaja en la evaluación de la diversidad de futuros (aún parte del Paso 2 de la aplicación de la metodología RDM). Se utiliza la ruta de descarbonización bajo supuestos base y los insumos del taller inicial para evaluar el efecto de las incertidumbres tecnológicas, financieras, sociales, ambientales, y otras (las I de la DAMI) sobre las métricas de desempeño (las D de la DAMI). Por ejemplo, ¿qué tanto aumentan los costos de la estrategia si los costos de las tecnologías aumentan? Esta evaluación incluye incertidumbres relacionadas a las acciones de política (las A de la DAMI). Por ejemplo, ¿qué nivel de penetración de plantas de tratamiento de aguas residuales se quieren al 2050? Para ello, se crean diversas rutas de implementación de la estrategia de descarbonización, se producen conjuntos únicos de variables de entrada que generan diferentes resultados. Cada ruta de implementación, o futuro, cuenta con sus resultados vinculados a su parametrización de entrada, lo que facilita su trazabilidad y correlación entre las entradas y salidas del análisis.

Los resultados de la modelación se utilizan para realizar un análisis de vulnerabilidad (Paso 3 de la metodología RPM). Con este análisis se identifican posibles riesgos de la estrategia de descarbonización a largo plazo, estos pueden estar vinculados a variables que en una gran cantidad de futuros causan métricas de desempeño desfavorables. Por ejemplo, altos costos de la estrategia de descarbonización podrían vincularse a altos costos de las tecnologías bajas en emisiones. Se utilizan técnicas de aprendizaje máquina para identificar los parámetros que causan métricas de desempeño desfavorables y se evalúan distintas formas de contrarrestarlas. Los resultados de la diversidad de futuros permiten crear un análisis de compromisos (*tradeoffs*) de la descarbonización del país (Paso 4 de la metodología RDM), estos se discuten mediante visualizaciones interactivas y de fácil comprensión.

Los resultados obtenidos se someten a discusión durante el desarrollo del segundo taller consultivo, en donde se recapitulan los insumos del taller inicial, su uso y los resultados preliminares. Se detallan los principales mensajes obtenidos del ejercicio computacional incluyendo la identificación de riesgos y vulnerabilidad de la estrategia de descarbonización del país. Se comparten los principales compromisos obtenidos y se discuten posibles mejoras al análisis. El fin primordial del segundo taller es recibir insumos adicionales que puedan ser incorporados al análisis.

Posteriormente se utilizan los insumos del segundo taller para mejorar el modelo e incluir los parámetros necesarios para responder a las nuevas preocupaciones de los actores clave. Además, se repite el análisis para producir un nuevo conjunto de simulaciones que capturen incertidumbre

tecnológica, social, política, entre otras, así como el análisis de vulnerabilidad para comprender posibles fuentes de riesgo de la estrategia y mapear los distintos compromisos de su implementación. Este conjunto de resultados, los insumos del taller, más la pericia del equipo permite la producción de un borrador de informe final integrado de los sectores.

A partir de retroalimentación y constantes mejoras en los modelos se produce material para el tercer taller consultivo, el cual cuenta con el objetivo de detallar los resultados finales (sujetos a últimos insumos de los actores) del estudio y recibir insumos finales que son incorporados en el análisis de cara al producto final del proyecto.

