

No. 15
Octubre 2022



REPORTE FINAL

ANÁLISIS COSTO BENEFICIO
DE LAS OPCIONES PARA
ALCANZAR CERO EMISIONES
NETAS PARA INFORMAR LA
ESTRATEGIA A LARGO PLAZO
DE COLOMBIA (E2050)

Ricardo Arguello
Ricardo Delgado
Mónica Espinosa
Tomás González
Natalia Montoya
Luis Fernando Parra

ISSN 2665-6655



CENTRO DE LOS OBJETIVOS
DE DESARROLLO SOSTENIBLE
PARA AMÉRICA LATINA

COMITÉ EDITORIAL


Angela María Penagos Concha

Mónica Viviana Pinilla Roncancio

EQUIPO DE APOYO EDITORIAL

Carla Panyella Medrano

Edición mensual
Bogotá, Colombia



Los documentos CODS abordan temas de desarrollo sostenible en América Latina y el Caribe. Están dirigidos tanto a públicos académicos, como a tomadores de decisiones en el sector público y privado y también a la comunidad en general. Los documentos, no tienen un énfasis único, dado que pueden ser conceptuales, empíricos o contener reflexiones generales sobre el desarrollo sostenible en cualquiera de sus esferas (económica, social o ambiental). Pretenden promover un enfoque multidisciplinario y contribuir con ideas al logro de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) en la región.

Este trabajo se llevó a cabo gracias al financiamiento otorgado por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) en el marco de la cooperación No. ATN/FR-18228-RG: servicios de asesoramiento para alcanzar las metas de 0 emisiones en la estrategia de largo plazo (E2050) para Colombia.

Tabla de contenido

	Resumen	7
	Abstract	8
1.	Resultados agregados	9
2.	Sector agropecuario	13
	2.1 Criterios de evaluación de las medidas	13
	2.2 Resultados	15
	2.3 Evaluación costo beneficio	17
3.	Sector energía	20
	3.1 Estimación de costos y beneficios en el sector energético	30
	3.2 Resultados consolidados y comentarios finales	32
4.	Sector transporte	39
	4.1 Análisis de costo-efectividad y costo-beneficio del escenario de mitigación	46
	4.2 Principales resultados y mensajes finales	56
5.	Gestión de residuos	58
	5.1 Análisis de costo-efectividad y costo-beneficios del escenario de mitigación	64
	5.2 Principales resultados y mensajes finales	71
6.	Conclusiones	73
	Referencias	75

Índice de tablas

Tabla 1.	Costo incremental incluyendo costo social del carbono (Mitigación – Referencia) en millardos de dólares de 2015	11
Tabla 2.	Costo incremental incluyendo costo social del carbono (Mitigación – Referencia) con respecto al PIB colombiano de 2019	11
Tabla 3.	Flujos de costos, beneficios y mitigación del conjunto de medidas de mitigación (miles de millones de dólares constantes de 2015 y millones de toneladas de CO ₂ eq)	16
Tabla 4.	Valor presente neto de los flujos de beneficios generados por las medidas de mitigación (Miles de millones de dólares de 2015)	17
Tabla 5.	Evolución de “Drivers” (seleccionados) y demandas energéticas útiles (seleccionadas) utilizados en los escenarios modelados. Las demandas energéticas útiles se proyectan usando los “drivers” correspondientes ajustados por una elasticidad. Valores normalizados con respecto a 2015	21
Tabla 6.	Potencial de mitigación para energía sin transporte con respecto al escenario Referencia 2015-2050	23
Tabla 7.	Potencial de mitigación para energía sin transporte con respecto al escenario Mínimo Costo 2015-2050	24
Tabla 8.	Costos incrementales entre escenario de mitigación y los escenarios Referencia y Mínimo Costo: inversión, operación, mantenimiento y energía	35
Tabla 9.	Costos marginales de mitigación en el escenario Mitigación para diferentes tasas de descuento	36
Tabla 10.	Resumen costos incrementales del sistema energético, estimación del costo social del carbono y costos-beneficios netos del sistema incluyendo el CSC	36
Tabla 11.	Participación modal transporte de pasajeros, comparación entre año base y año 2050 en escenario de línea base y de mitigación	42

Tabla 12.	Participación modal transporte de carga comparación entre año base y año 2050 en escenario de línea base y de mitigación	42
Tabla 13.	Participación por energéticos en escenario de línea base y de mitigación	43
Tabla 14.	Potencial de mitigación para transporte 2015-2050	45
Tabla 15.	Valores de referencia para el análisis de cobeneficios	49
Tabla 16.	Costos incrementales entre escenario de mitigación y línea base: inversión, operación, mantenimiento y energía	52
Tabla 17.	Cobeneficios del escenario de mitigación	53
Tabla 18.	Costo de abatimiento considerando los cobeneficios y el CSC	55
Tabla 19.	Potencial de mitigación subsector disposición final residuos sólidos domiciliarios y subsector tratamiento y eliminación de aguas residuales 2015-2050.	61
Tabla 20.	Valores de referencia para el análisis de cobeneficios	66
Tabla 21.	Costos incrementales entre escenario de mitigación y línea base: inversión, operación, mantenimiento y energía	68
Tabla 22.	Costos incrementales entre escenario de mitigación y línea base y cuantificación de cobeneficios para las medidas de mitigación propuestas	69
Tabla 23.	Diferencia en el costo social del carbono entre escenario de línea base y mitigación	70
Tabla 24.	Costo de abatimiento considerando los cobeneficios y el CSC	71

Índice de figuras

Figura 1.	Emisiones agregadas en los escenarios modelados	10
Figura 2.	Emisiones de gases de efecto invernadero sectoriales en el escenario de mitigación	12
Figura 3.	Flujos de beneficios netos y mitigación de emisiones de las medidas de mitigación (2022-2050)	16
Figura 4.	Trayectorias de emisiones por quema de combustibles a nivel nacional en los tres escenarios modelados (2015-2050)	23
Figura 5.	Trayectorias de emisiones por quema de combustibles discriminadas por sector en el sector energético sin incluir transporte. Escenario Referencia (2015-2050)	24
Figura 6.	Trayectorias de emisiones por quema de combustibles discriminadas por sector en el sector energético sin incluir transporte. Escenario Mínimo Costo (2015-2050).	25
Figura 7.	Trayectorias de emisiones por quema de combustibles discriminadas por sector en el sector energético sin incluir transporte. Escenario Mitigación (2015-2050)	26
Figura 8.	Consumo interno de gas natural en los diferentes escenarios (2015-2050)	27
Figura 9.	Generación de electricidad por fuente. Escenario Referencia (2015-2050)	28
Figura 10.	Generación de electricidad por fuente. Escenario Mínimo Costo (2015-2050)	29
Figura 11.	Generación de electricidad por fuente. Escenario Mitigación (2015-2050)	29
Figura 12.	Costos anuales totales para diferentes escenarios de emisión con una tasa de descuento del 9%	31
Figura 13.	Diferencia con respecto al escenario de Mitigación de los costos de inversión sin incluir las tecnologías del sector transporte	33



Figura 14.	Diferencia con respecto al escenario de Mitigación de los costos fijos y variables de operación y mantenimiento y de los costos/ingresos del comercio internacional de energía. No se incluyen las tecnologías del sector transporte	34
Figura 15.	Demanda de transporte de pasajeros 2015-2020 escenario de línea base	39
Figura 16.	Demanda de transporte de carga 2015-2020 escenario de línea base	40
Figura 17.	Emisiones escenario de línea base de transporte de pasajeros	40
Figura 18.	Emisiones escenario de línea base de transporte de carga	41
Figura 19.	Emisiones GEI escenarios de línea base y mitigación - Transporte tota	45
Figura 20.	Comparación de costos de inversión, operación, mantenimiento y energía entre los escenarios de línea base y mitigación	51
Figura 21.	Cobeneficios del escenario de mitigación	53
Figura 22.	Distribución anual de diferentes cobeneficios en los cobeneficios netos del escenario de mitigación	54
Figura 23.	Distribución según el aporte de diferentes cobeneficios en el periodo 2015-2050 del escenario de mitigación, tasa de descuento del 6.4%	54
Figura 24.	Beneficios netos: ahorros directos, cobeneficios y costo social del carbono	55
Figura 25.	Cantidad de residuos generada en la línea base 2012-2050	58
Figura 26.	Porcentaje de residuos desviados de sitios de disposición final respecto a la categoría 4A del IPCC (Eliminación de desechos sólidos) en el escenario de línea base	60
Figura 27.	Escenario de mitigación subsector residuos sólidos domiciliarios 2015- 2050	62
Figura 28.	Escenario de mitigación subsector tratamiento y eliminación aguas residuales 2015- 2050	63

Figura 29.	Escenario de mitigación sector residuos 2015- 2050	63
Figura 30.	Distribución porcentual de cobeneficios por cada medida de mitigación propuesta	70



Resumen

El análisis reportado en este trabajo presenta un escenario de transformaciones sectoriales que permitiría a Colombia alcanzar la neutralidad de carbono en 2050 y cuantifica los costos asociados y los beneficios económicos derivados de la implementación de estas transformaciones. Las alternativas presentadas no pretenden ser prescriptivas, reconociendo que existen múltiples opciones disponibles para lograr las metas climáticas definidas por el país. La contribución más relevante de este análisis tiene que ver con estimar el nivel de cambios requeridos y los costos y beneficios asociados.

Se evaluaron los siguientes sectores: agricultura, energía, transporte y gestión de residuos. Se identificó que los primeros tres sectores logran beneficios netos al implementar trayectorias de descarbonización si no solo se contabilizan solamente los costos de implementación, sino también los ahorros asociados a, por ejemplo, menores costos operativos, mayor productividad, ahorros en daños a la salud o costos evitados debido a los efectos del cambio climático en la economía. El único sector con potencial para producir

compensaciones de emisiones netas en 2050 es el sector de agricultura y bosques y su potencial logra compensar las emisiones de los sectores que no llegan a descarbonizarse totalmente. La implementación de las estrategias evaluadas resulta en ahorros económicos que varían, dependiendo de la tasa de descuento usada, entre 183 y 747 millardos de dólares de 2015, equivalentes a 0.57 y 2.33 veces el PIB de 2019 respectivamente.

Abstract

The analysis reported in this paper presents a scenario of sectoral transformations that would allow Colombia to achieve carbon neutrality in 2050 and quantifies the associated costs and economic benefits derived from the implementation of these transformations. The alternatives presented are not intended to be prescriptive, recognizing that there are multiple options available to achieve the climate goals defined by the country. The most relevant contribution of this analysis has to do with estimating the level of changes required and the associated costs and benefits.

The following sectors were evaluated: agriculture, energy, transportation, and waste management. It was identified that the first three sectors achieve net benefits by implementing decarbonization trajectories if not only the implementation costs are accounted for, but also the savings associated with, for example, lower operating costs, higher productivity, savings in damage to health or avoided costs due to the effects of climate change on the economy. The only sector with the potential

to produce net emissions offsets in 2050 is the agriculture and forestry sector, and its potential manages to offset the emissions of sectors that do not fully decarbonize. The implementation of the evaluated strategies results in economic savings that vary, depending on the discount rate used, between 183 and 747 billion dollars of 2015, equivalent to 0.57 and 2.33 times the GDP of 2019, respectively.



1. Resultados agregados

El análisis reportado en este documento presenta un escenario de transformaciones sectoriales que permitirían al país alcanzar la neutralidad de carbono en 2050 y cuantifica los costos asociados y los beneficios económicos derivados de la implementación de esas transformaciones. Las alternativas presentadas no pretenden ser prescriptivas, reconociendo que existen múltiples opciones disponibles para alcanzar las metas climáticas definidas por el país y, posiblemente, tecnologías emergentes que podrían ser alternativas para lograr los objetivos climáticos del país.

Las trayectorias de desarrollo bajo en carbono identificadas en cada uno de los sectores se construyeron a partir de la necesidad de emitir los niveles más bajos posibles de gases de efecto invernadero en 2050 mientras se atienden las demandas. Por lo tanto, los escenarios de mitigación presentados fueron construidos a partir de la restricción de emisiones y se identificó un arreglo de tecnologías y procesos que permitieran, dada la restricción, satisfacer las necesidades en cada sector. El aporte más relevante de este análisis tiene que ver con la estimación del nivel de los cambios requeridos y los costos y beneficios asociados.

Se evaluaron los siguientes sectores: agropecuario, energía, transporte y gestión de residuos. Se identificó que los tres primeros sectores logran beneficios netos al implementar las trayectorias de descarbonización si se contabilizan no solamente los costos de implementación sino también los ahorros asociados a, por ejemplo, menores costos de operación, mayor productividad, ahorros en daños a la salud o costos evitados por los efectos del cambio climático en la economía. Para la

estimación de estos últimos, se seleccionaron dos niveles de daño causado por el cambio climático a la economía basados en la literatura, teniendo en cuenta que no existe una valoración de este impacto para Colombia. El primer nivel es el costo social del carbono en un mundo con insuficiente acción climática que lleva a que, por la mayor acumulación de gases de efecto invernadero (GEI) en la atmósfera, el daño por emitir carbono sea más alto (13.7 dólares por tonelada de CO₂e) que en el segundo caso donde se supone que, por una acción climática más decidida, los daños causados por el cambio en el clima son menores (3.16 dólares por tonelada de CO₂e). Las tasas de descuento utilizadas son 6,4% que es la tasa utilizada para valorar los beneficios de la actualización de la NDC colombiana, 3,1 % que corresponde a la tasa propuesta por el Departamento Nacional de Planeación (DNP) para la valoración de proyectos ambientales (Hernández et al., 2018), y 9,0 %, que es la tasa empleada para valorar proyectos públicos en Colombia calculada, igualmente, por el DNP (Piraquive et al., 2018).

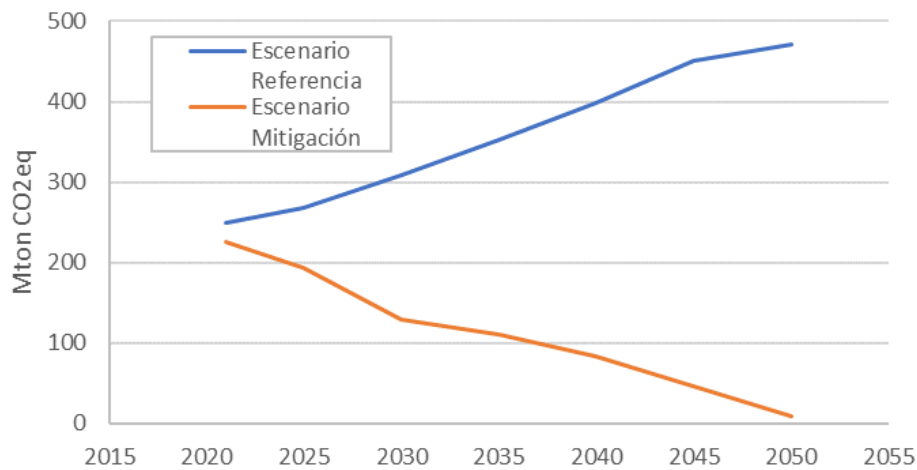
Los resultados del análisis realizado muestran que las trayectorias conducentes a la carbono neutralidad sectorial requieren inversiones y costos que son inferiores a los ahorros y beneficios económicos que podrían obtenerse. Esto quiere decir que el desarrollo bajo en carbono para Colombia es deseable desde el punto de vista económico y produce utilidades económicas netas positivas, aunque los costos y los beneficios son asumidos y percibidos por diferentes agentes involucrados.

La Figura 1 muestra las trayectorias de emisiones de GEI que se generarían en el escenario de referencia (resultado del desarrollo “usual” de la economía)

y en el escenario de mitigación generado en este estudio. Allí se aprecia el enorme esfuerzo que es necesario realizar para llegar a la carbono neutralidad en 2050, implicando cuantiosas inversiones a lo largo del periodo. No obstante, la magnitud de las

mismas, como se observó arriba, el análisis costo-beneficio realizado muestra que, en general, el costo incremental asociado a la implementación y operación de las medidas de mitigación es negativo, generando beneficio económico.

Figura 1. Emisiones agregadas en los escenarios modelados.



Fuente: Elaboración propia

La Tabla 1 muestra los valores presentes de los flujos de beneficios netos generados por las medidas sectoriales, calculados con las tres tasas de descuento mencionadas. Como se aprecia, las medidas del sector transporte generan los mayores beneficios, seguidas por las del sector AFOLU y, luego, las de los sectores energía y residuos (las menores dado el tamaño relativo del sector). Los valores son sustanciales, oscilando entre 183 millones de dólares de 2015 y 747 millones. Una perspectiva de su magnitud relativa se presenta en la Tabla 2, en la cual estas cifras se representan como porcentaje del PIB nacional en 2019.

Tabla 1. Costo incremental incluyendo costo social del carbono (Mitigación – Referencia) en millardos de dólares de 2015.

Costo incremental incluyendo CSC (Mitigación – Referencia) Millardos de dólares de 2015			
	Tasa de descuento		
	9.00%	6.40%	3.10%
AFOLU	-34.9	-55.5	-105.1
Energía sin transporte	-16.5	-36.4	-71.0
Transporte	-134.0	-247.0	-574.0
Residuos	2.4	2.8	3.1
Total	-183.0	-336.1	-747.0

Fuente: Elaboración propia

Si tomamos como base la tasa de descuento de 6.4%, los flujos de beneficios ascienden a 77% del PIB de 2019 para el sector transporte, 17% para el sector AFOLU, 11% para el sector energía y 1% para el sector residuos. Conjuntamente, los

beneficios representan 105% del PIB de dicho año. Calculado como promedio simple, esto equivale a unos beneficios anuales del orden de 3.75%, aproximadamente un orden de magnitud la tasa de crecimiento de largo plazo de la economía.

Tabla 2. Costo incremental incluyendo costo social del carbono (Mitigación – Referencia) con respecto al PIB colombiano de 2019.

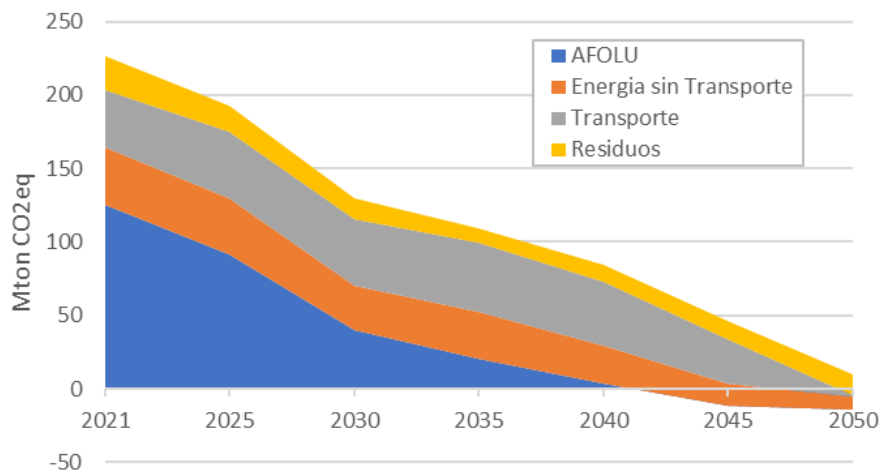
Costo incremental incluyendo CSC (Mitigación – Referencia) Millardos de dólares de 2015			
	Tasa de descuento		
	9.00%	6.40%	3.10%
AFOLU	-11%	-17%	-33%
Energía sin transporte	-5%	-11%	-22%
Transporte	-42%	-77%	-179%
Residuos	1%	1%	1%
Total	-57%	-105%	-233%

Fuente: Elaboración propia

Desde el punto de vista sectorial, como se ilustra en la Figura 2, la trayectoria de emisiones en el escenario de mitigación indica que, con la excepción del sector AFOLU, ningún sector lograría alcanzar la carbono neutralidad en 2050. Para el logro de esta meta conjunta se requiere que el sector AFOLU genere emisiones negativas a partir

de 2041, de manera creciente, de suerte que estas compensen las emisiones residuales de los demás sectores. Por ello, el avance temprano y sostenido de la mitigación en este sector es fundamental para la descarbonización del país.

Figura 2. Emisiones de gases de efecto invernadero sectoriales en el escenario de mitigación.



Fuente: Elaboración propia



2. Sector agropecuario

2.1 Criterios de evaluación de las medidas

La perspectiva que se emplea para la evaluación costo beneficio de las medidas de mitigación toma el punto de vista social y no el privado. Así, asume, como regla general, que los beneficios están dados por los siguientes componentes: (i) la valoración de las emisiones evitadas, calculadas como la diferencia entre las emisiones del escenario de referencia y las del escenario de mitigación, usando como precio el costo social del carbono, referidas en el texto como “beneficio social” y (ii) la diferencia en costos de producción entre el escenario de referencia y el de mitigación para el total de la actividad considerada. Si la diferencia en costos es positiva (los del escenario de mitigación son menores), esta diferencia es un costo evitado y constituye un beneficio y viceversa. Como el costo se calcula para el total de la actividad, la diferencia referida en costos es inclusiva del efecto de los cambios en productividad asociados a la actividad

Las medidas pueden ser benéficas entonces en dos casos. En primer lugar, cuando la diferencia en costos es negativa pero el beneficio derivado de las emisiones es mayor, en segundo lugar, cuando la diferencia en costos es positiva (ya que la mitigación siempre es positiva). En el primer caso la medida es socialmente benéfica pero el costo agregado de producción se incrementa, mientras que en el segundo es socialmente benéfica y el costo agregado de producción baja. Esto es cierto para el resultado agregado del periodo considerado,

pero no necesariamente para los diferentes años que lo constituyen.

Para el caso de las medidas de mitigación asociadas a la intensificación sostenible de los cultivos (incluido el arroz) y la ganadería, el beneficio derivado de las medidas se calcula como la diferencia entre el costo de producción por unidad de área entre los escenarios de referencia y de mitigación, más el beneficio generado por la mitigación directa de emisiones de estos sectores, valorada al costo social del carbono. De esta forma, si el costo de producción en el escenario de mitigación es menor que en el de referencia, el cambio en costos es un beneficio y, en caso contrario, es un costo. Como se implicó arriba, los cambios en productividad se manifiestan en el menor requerimiento de área para generar la producción deseada y, por tanto, en un menor costo cuando el costo por unidad de área de la tecnología de mitigación es más bajo. El costo en el escenario de mitigación corresponde a la suma de los costos de producción incurridos en la fracción de área para la cual se ha implementado la estrategia y los costos de producción en las áreas que siguen operando con la tecnología no sostenible.

Adicionalmente, por razones prácticas, en el caso de la ganadería se asume que tanto en el escenario de referencia como en el de mitigación, la actividad se establece (en el nivel requerido para satisfacer la demanda) en el primer año de simulación de implementación de la estrategia. Esto quiere decir, que los costos de establecimiento del total de la producción ganadera se incurren en dicho año y, a partir de ese momento, para las áreas

correspondientes al mismo, sólo operan los costos de sostenimiento de la actividad. Este procedimiento no tiene efecto sobre la valoración de los beneficios de las medidas, ya que, al ser calculados como la diferencia entre los dos escenarios, estos costos de establecimiento tienen como único efecto contabilizar el diferencial en el establecimiento de las respectivas tecnologías. Este tratamiento se refleja en los resultados que se discuten adelante, como una caída en los beneficios de las medidas en los años iniciales del periodo considerado.

La metodología empleada no toma en consideración cambios en los ingresos generados por la actividad. Este supuesto se basa en la idea de que estos mercados operan de una forma muy cercana a la competencia perfecta, por lo que los productores, en ambos escenarios, deben satisfacer la condición de beneficios nulos (es decir, sus ingresos son iguales al costo de oportunidad de los recursos que emplean en el proceso productivo) y, por tanto, en ningún caso generan beneficio económico (ingresos marginales superiores al costo marginal).

No obstante, es necesario mencionar que, desde el punto de vista de los consumidores, este procedimiento deja de contabilizar los cambios que puedan generarse por diferencias en los precios de los bienes entre los dos escenarios. Si el costo unitario de producción en el escenario de mitigación es menor que en el de referencia, el precio debe disminuir y el consumidor recibe un beneficio que no es contabilizado con esta metodología; si el costo unitario de producción aumenta, el consumidor pierde excedente y este efecto tampoco es contabilizado. Dado el tipo de modelación que empleamos en este estudio, los precios de los bienes son exógenos y, por ende, se asumen constantes por lo que la metodología adoptada es la adecuada a las condiciones (pese a la limitación mencionada).

En el caso de las plantaciones comerciales, el beneficio se calcula como la diferencia en costos de producción entre los escenarios de referencia y de mitigación (si positiva es un beneficio y viceversa), más la diferencia en ingresos de la actividad en los escenarios de mitigación y de referencia (si positiva es un beneficio y viceversa), más el beneficio generado por la mitigación directa de emisiones (la absorción) de este sector, valorada al costo social del carbono.

La diferencia en tratamiento entre este sector y los anteriores estriba en que, para los cultivos y la ganadería, el modelo provee unas proyecciones de demanda que deben ser satisfechas, mientras que para la madera y sus productos no se generan estas proyecciones. Por tanto, en este caso se emplean las proyecciones de precios empleadas en el plan de acción forestal, así como la composición de especies, rendimientos y precios contempladas allí. En este caso, el comportamiento es liderado por la oferta y los resultados dependen directamente de las metas de áreas a plantar.

Las medidas asociadas al manejo mejorado de bosques y a la conservación se valoran de la siguiente manera. Los beneficios se obtienen como la diferencia entre los ingresos y los costos de las medidas, más el beneficio generado por la absorción originada en estas actividades valorada con el costo social del carbono. Los ingresos de las medidas están conformados por la valoración de los servicios ecosistémicos (como la regulación climática y de las precipitaciones y el suministro de materias, valorados con parámetros internacionales) generados por los bosques primarios o secundarios desarrollados en las áreas liberadas de la actividad productiva (donde se dan estas actividades), mientras que los costos se desprenden de todas las labores requeridas para el desarrollo de los bosques (costos de instalación y costos de mantenimiento). Por tanto, esta medida es dependiente de las medidas de intensificación



sostenible y para evitar doble contabilización de la mitigación y sus resultados para las demás medidas su efecto se cuantifica únicamente acá (la única excepción a este tratamiento es la correspondiente a la medida de disminución en el consumo de carne).

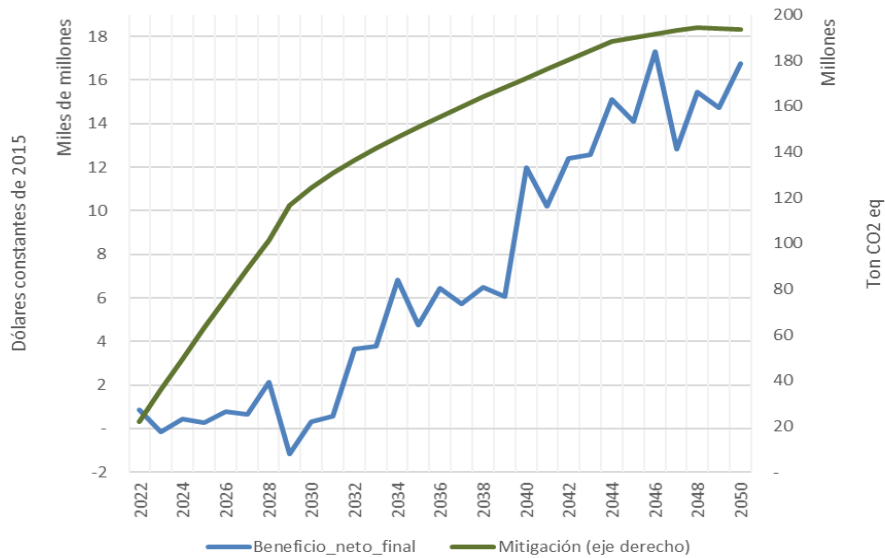
Finalmente, en el caso de la disminución en el consumo de carne de bovinos, los beneficios se calculan como la diferencia entre la reducción de emisiones originada en la medida (valorada con el costo social del carbono) y el costo de esta, calculado como la disminución en los beneficios de la actividad ganadera, generados como consecuencia del menor nivel de actividad necesario para satisfacer una demanda reducida. No se contabilizan costos asociados a las acciones necesarias para generar la reducción en la demanda (programas de sensibilización de los consumidores, etc.). La forma de implementación de este cálculo se hace como la diferencia en los resultados obtenidos entre dos escenarios de mitigación, uno con una trayectoria esperable de consumo de carne y otro con una trayectoria de consumo restringida, como se explica adelante. Como la mitigación adicional por restauración depende de la reducción en el área usada en la actividad, su valoración está incluida en el cálculo de la diferencia en resultados entre los dos escenarios mencionados y se reporta como parte de los beneficios de la medida, en lugar de como parte de la medida de manejo de bosques y conservación.

2.2 Resultados

Los beneficios netos del conjunto de medidas de mitigación se presentan en la Figura 3. Como se observa, con las excepciones de 2023 y 2029, estos son positivos y presentan una tendencia creciente, que los lleva de 863 millones de dólares de 2015 en 2022 a 16.74 mil millones en 2050. Las fluctuaciones en sus valores responden a los

comportamientos descritos arriba para cada uno de los tipos de medidas; así, el aumento en beneficios entre 2039 y 2040 (de 6 mil a 12 mil millones de dólares) es resultado principalmente de una fluctuación positiva en los beneficios originados en los cultivos (que como se recordará presentan variaciones anuales significativas), sumados a aumentos en los beneficios originados en los bosques y la conservación y en las plantaciones forestales comerciales. La mitigación, por su parte, asciende de manera continua hasta abatir las 179.4 millones de toneladas de CO₂eq proyectadas en el escenario de referencia y generar una absorción neta de 14.1 millones de toneladas, para un total entre abatimiento y absorción de 193.5 millones de toneladas. La Tabla 3 presenta un resumen de los flujos y la mitigación generados por el conjunto de las medidas, para algunos años del periodo.

Figura 3. Flujos de beneficios netos y mitigación de emisiones de las medidas de mitigación (2022-2050).



Fuente: Elaboración propia

Tabla 3. Flujos de costos, beneficios y mitigación del conjunto de medidas de mitigación (miles de millones de dólares constantes de 2015 y millones de toneladas de CO2eq).

Años	2022	2030	2040	2050
Costo referencia	27.54	20.19	27.20	28.31
Costo medidas	28.37	23.74	25.03	23.02
Ingreso referencia	0.06	0.23	0.46	0.25
Ingreso medidas	0.14	1.94	7.87	9.20
Beneficio referencia	0.06	0.22	0.44	0.24
Beneficio medidas	0.11	-0.88	4.98	8.21
Beneficio social	1.63	2.13	2.39	2.50
Beneficio neto medidas	0.86	0.29	11.98	16.74
Mitigación	22.18	124.11	172.23	193.52

Fuente: Elaboración propia



2.3 Evaluación costo beneficio

Finalmente, en esta sección se valoran los flujos de beneficios discutidos arriba, con diferentes tasas de descuento para estimar el beneficio agregado de las medidas de mitigación. Como se explicó, se emplea como tasa de descuento básica el 6.4% que fue la tasa utilizada para valorar los beneficios de la actualización de la NDC colombiana y como tasas alternativas 3.1% una tasa utilizada para valorar proyectos ambientales (posiblemente más apropiada para una evaluación de esta naturaleza) y 9%, que es la tasa utilizada para valorar proyectos públicos en Colombia.

La Tabla 4, presenta los resultados de dicha valoración. Como se aprecia, en todos los casos se obtienen beneficios positivos y estos se incrementan en nivel a medida que el futuro se descuenta a una menor tasa. La mayor contribución se genera en los bosques y las medidas de conservación, que se desarrollan mayoritariamente en áreas que son liberadas de la actividad productiva

Tabla 4. Valor presente neto de los flujos de beneficios generados por las medidas de mitigación (Miles de millones de dólares de 2015).

VPN para:	Tasa de descuento		
	3.1%	6.4%	9.0%
Bosques	38.83	19.57	11.89
Cultivos	19.43	9.41	5.39
Pecuarios	29.72	16.91	11.32
Plantaciones forestales	15.50	8.56	5.55
Consumo carne	1.57	1.01	0.75
Total medidas	105.06	55.46	34.91

Fuente: Elaboración propia

Es conveniente hacer una discusión final de los resultados a la luz de la metodología empleada, con el fin de ponerlos en perspectiva. En primer lugar, se debe recordar que la evaluación se hace desde el punto de vista social y no desde el privado. Esto tiene implicaciones directas en el caso de los cultivos, ya que allí las reducciones en costos de producción originadas en la adopción de las tecnologías de conservación, no necesariamente se compensan con los menores rendimientos (productividad) obtenidos

con ellas. El tema es sujeto de controversia, debido a la existencia de diferentes estimaciones sobre la productividad comparada de estas tecnologías, pero los parámetros usados en este estudio implican una caída potencial en la rentabilidad privada de estas actividades. Esto se refleja parcialmente en las cifras presentadas para los costos de referencia (costos de producción con las tecnologías usuales) y los costos de las medidas (costos de producción con las tecnologías de conservación) en la tabla

1. En este caso, la reducción en costos que se registra para 2040 y 2050, se debe al aumento generalizado de la productividad como resultado de la intensificación de la actividad, lo que lleva a menores costos totales (no individuales) a causa del uso de un menor número de hectáreas (nuestra unidad de cuenta para los costos).

Las medidas asociadas a los cultivos son el único caso al que aplica esta observación. Para el resto de las medidas, la relación costo-beneficio apunta en la misma dirección tanto desde el punto de vista social como del privado. Para las medidas asociadas a la ganadería se tiene que el aumento en costos debido a su implementación es muy significativo con respecto a los costos de los sistemas tradicionales, pero este aumento se ve más que compensado por el incremento en productividad. Como este último se da de manera paulatina, mientras que el costo de establecimiento de los sistemas de ganadería sostenible ocurre más rápidamente, el resultado es que este costo decae con el tiempo (a medida que la tecnología se extiende y cubre más áreas), mientras que los costos de operación de estos sistemas, que son comparativamente muy reducidos, se hacen más importantes. El resultado final es un patrón descendente en el tiempo de los costos de las medidas, lo que se ve reflejado en las cifras de la tabla 2. En términos de implementación, los costos de instalación se constituyen en una barrera de entrada, especialmente para los pequeños productores, que debe ser paliada mediante la ampliación y fortalecimiento de las medidas de política actuales que promueven la adopción de estas tecnologías.

Las plantaciones forestales comerciales proporcionan una medida que genera un doble dividendo; por una parte, contribuyen de manera importante a la mitigación y, por la otra, fortalecen y dan dimensión a una actividad económica que se proyecta como rentable. En esa medida, su desarrollo

es muy deseable y puede servir parcialmente para dar sustento a esquemas de compensación de emisiones GEI para sectores de difícil o muy costosa descarbonización. Esta posibilidad permitiría la monetización directa de los beneficios derivados de la mitigación, que en este ejercicio se valoran usando el costo social del carbono. La limitación de esta medida es que, dado su largo periodo de maduración, presenta una situación de flujo de fondos muy compleja para productores con altas tasas de descuento. En consecuencia, su implementación requiere el reforzamiento del uso (y posiblemente el rediseño) de instrumentos de financiación que han tenido un éxito limitado en el pasado y, muy deseable, el diseño de mecanismos de operación cooperativa (coordinación) que permitan que productores de pequeña escala participen en el esquema, ayudando a generar procesos productivos inclusivos en un subsector donde esto es difícil de lograr.

La mitigación generada con los bosques y la restauración hace una contribución muy significativa al abatimiento y su relación beneficio-costos es muy positiva. No obstante, es necesario recordar que la posibilidad de emplear estas medidas es contingente a la intensificación de los cultivos en general y, de manera especial, a la de la ganadería. Sin la “liberación” de tierras lograda mediante la intensificación, estas medidas se verían limitadas en su alcance y, en el caso extremo, prácticamente no podrían tener lugar, ya que el crecimiento de la demanda haría crecer el uso productivo de la tierra a un nivel que impediría su implementación (al menos de manera significativa).

La disminución en el consumo de carne hace una contribución relativamente modesta pero importante a la mitigación. Su implementación plantea una dificultad en materia de economía política, en tanto esta implica una disminución de la actividad ganadera. En este sentido, una transición



justa hacia la descarbonización implicaría la provisión de oportunidades de diversificación hacia otras actividades productivas para aquellos productores afectados. Posiblemente la oferta de programas para generar las capacidades y financiar la reconversión productiva desde la ganadería hacia otras actividades agrícolas ofrezca una ruta para viabilizar esta medida.

La evaluación costo beneficio de las medidas de mitigación es consistente con la idea de que el sector agrícola es de difícil descarbonización. Las tecnologías de producción disponibles en la actualidad no permiten eliminar las emisiones de la actividad productiva y llevar el sector a cero emisiones netas requiere el concurso de tecnologías de emisiones negativas, en particular la reforestación, las plantaciones forestales comerciales y la captura de carbono en el suelo. El desarrollo de las dos primeras en las escalas requeridas implica un esfuerzo importante en materia de cambio de uso de los suelos, para lo cual es indispensable, como se mencionó, la intensificación sostenible de la producción agrícola. El desarrollo de la tercera implica, por su parte, unos niveles de adopción de tecnología sin precedentes a nivel internacional. El ejercicio de evaluación realizado muestra que todos estos esfuerzos son factibles desde el punto de vista de su relación costo beneficio.

3. Sector energía

El sector energía reportado en este documento incluye todas las etapas desde la producción de energía primaria, pasando por la transformación y el consumo final de todos los sectores excepto el transporte el cual se presenta con detalle en la siguiente sección. La estimación de costos y de beneficios se hace en dos etapas. La primera, consiste en la cuantificación del costo total del sistema energético colombiano sujeto a la satisfacción de la demanda de energía útil proyectada en el horizonte 2015-2050. Este costo total incluye los costos de inversión en las tecnologías de producción y consumo de energía, el costo de actividad (variable) de todas las tecnologías consideradas, los costos fijos de operación y mantenimiento y los costos o ingresos por el comercio internacional de energía. La segunda etapa, es la valoración de las emisiones evitadas, calculadas como la diferencia entre las emisiones del escenario de referencia y las del escenario de mitigación, usando como precio el costo social del carbono.

El modelo utilizado para las estimaciones en el sector energético es un modelo que representa la totalidad del sector energético colombiano y que minimiza el costo total de este sistema sujeto a la satisfacción de las necesidades energéticas del país. El modelo permite llevar el registro de las emisiones de GEI y la definición de restricciones específicas. Se construyeron tres escenarios todos con los mismos supuestos de crecimiento, bases tecnológicas para la expansión, sendas de evolución de costos de las tecnologías, reservas de petróleo carbón y gas y potenciales para la instalación de generación con base en energía renovable. Los escenarios se diferencian por sus niveles de emisión de GEI.

El primer escenario intenta reproducir el nivel de emisiones del escenario de referencia la NDC actualizada (2020) de Colombia. El segundo escenario no tiene ninguna restricción de emisiones y representa el caso de mínimo costo en un mundo sin restricción de emisiones. Finalmente, el escenario de mitigación sigue una senda de emisiones GEI consistente con una trayectoria de carbono neutralidad en la que en 2050 se logra una descarbonización del 90% con respecto a los niveles de 2015.

Es importante resaltar que el modelo utilizado es un modelo de optimización cuya función objetivo es la minimización del costo total descontado del sistema energético. Los costos por cada periodo se traen a valor presente utilizando la tasa de descuento definida y, por lo tanto, las variaciones en la tasa de descuento producen resultados (canastas energéticas, portafolio de inversiones) distintos. Por este motivo, las sensibilidades realizadas frente a los niveles de tasa de descuento tienen impactos en la estimación de los costos y beneficios totales y también en las canastas energéticas resultantes. En todo caso, los escenarios de mitigación considerados se ajustan a una única senda.

Las demandas de energía se estimaron utilizando “drivers” de crecimiento que, en la medida de lo posible son consistentes con los utilizados en la actualización de la NDC. Los “drivers” principales son el crecimiento de la población, y del PIB agregado y sectorial. Estos crecimientos, ajustados por elasticidades de la demanda definidas durante el proceso de construcción del modelo, explican el crecimiento de las demandas de energía útil. Las elasticidades permiten capturar el desacople



entre la velocidad de crecimiento del PIB y la demanda de energía en los sectores industriales, por ejemplo. En otras palabras, en el proceso de proyección de demandas de energía útil se está considerando que hay una trayectoria de mejora en la intensidad energética de la economía basado en información histórica. Para ejemplificar lo anterior, se puede observar la Tabla 5 en donde se presentan algunos de los “drivers” de crecimiento utilizados

para la proyección de demandas de energía útil y la proyección de algunas de esas demandas. Se puede observar que, por ejemplo, a pesar de que el PIB potencial crece 365% en 2050 con respecto a 2015, tienen un crecimiento más lento (por ejemplo, la demanda de calor directo en la industria química crece 318% con respecto al nivel de 2015).

Tabla 5. Evolución de “Drivers” (seleccionados) y demandas energéticas útiles (seleccionadas) utilizados en los escenarios modelados. Las demandas energéticas útiles se proyectan usando los “drivers” correspondientes ajustados por una elasticidad. Valores normalizados con respecto a 2015.

	2015	2030	2050
“Driver”: PIB potencial	1.00	1.67	3.65
“Driver” PIB per cápita	1.00	1.39	2.73
“Driver” Población	1.00	1.20	1.34
Demanda: Agricultura, minería y otros	1.00	1.36	2.29
Demanda: Cocción comercial	1.00	1.64	3.09
Demanda: Ind. Química - calor	1.00	1.69	3.18
Demanda: Iluminación residencial	1.00	1.35	2.32
Beneficio neto medidas	0.86	0.29	11.98
Mitigación	22.18	124.11	172.23

Fuente: Elaboración propia

Es importante resaltar que el punto de partida del proceso de modelaje es la proyección de las demandas útiles a partir de supuestos de crecimiento y elasticidades y que el modelo selecciona las tecnologías y los combustibles requeridos para atender estas demandas. Por lo tanto, aunque las demandas a atender son las mismas en todos los escenarios, los consumos de combustibles varían

según las restricciones y requerimientos de cada uno. En otras palabras, los consumos de energéticos (combustibles y electricidad) son salidas del modelo.

Se modelaron demandas de energía útil para los siguientes sectores: residencial urbano y rural; comercial; industrial diferenciado en seis sectores; agricultura, minería y otros consumos; y, transporte.

Este último sector se modeló con más detalle como se muestra en el siguiente capítulo, ya que el modelo utilizado para evaluar al sector energético no tiene capacidad para estimar los requerimientos y potenciales impactos de cambios en la distribución modal.

Del mismo modo, las refinerías y plantas de generación eléctrica fueron modeladas y las demandas de los energéticos producidos en estos centros se calculan endógenamente. De manera que, cambios en las tecnologías de demanda final se ven reflejados en cambios en las tecnologías y demandas de los centros de transformación.

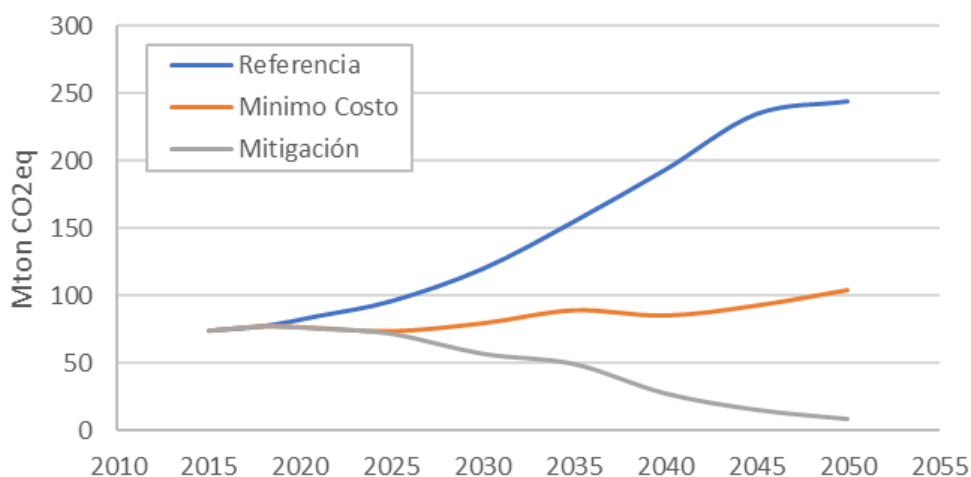
Durante el proceso de modelamiento se identificó que, en un escenario sin ninguna restricción de emisiones, construido bajo la lógica del modelo que es la minimización de costos del sistema energético, la senda de emisiones de GEI resultantes es inferior a la estimación del escenario de referencia de la actualización de la NDC colombiana. En otras palabras, seguir la senda de emisiones del escenario de referencia NDC actualizada no es una solución de mínimo costo. Este resultado, refleja el hecho de que las mejoras en eficiencia energética, la electrificación de algunos usos finales, y la reducción de los costos de inversión de algunas tecnologías que aún se encuentran en desarrollo (como las tecnologías de generación eléctrica con fuentes renovables, de producción de hidrógeno y de almacenamiento de electricidad) pueden llevar a ahorros económicos al tiempo que generan menores emisiones con respecto a las tecnologías usadas en la actualidad. Con esto en mente, se construyeron tres escenarios diferentes:

- **1. Escenario de Referencia:** como se explicó anteriormente, el nivel de emisiones alcanzado en un escenario de minimización pura de costos a 2050 resulta inferior al presentado en la actualización de la NDC. Esto es así porque

el modelo utilizado en este estudio supone una senda de evolución tecnológica y de costos y el escenario de referencia de la NDC asume, en gran medida, que los años futuros se desarrollarán de manera similar (mismas tecnologías, mismos procesos) a como se desarrollaron en el pasado. Por este motivo, y para tener un escenario de comparación con el de referencia de la NDC se impuso una restricción de emisiones para “forzar” al modelo a emitir mínimo lo emitido en la aproximación al escenario de referencia de la NDC. Es importante resaltar que este escenario es sólo una aproximación al nivel estimado de las emisiones en el escenario de referencia de la NDC. No se utilizaron restricciones por sector y se asumió un nivel de participación de las emisiones por quema de combustibles en el total de las emisiones del sector energía.

- **2. Escenario de Mínimo Costo:** este escenario no considera ninguna restricción a las emisiones. La selección tecnológica y de combustibles se hace basado únicamente en el criterio de minimización de costos y considera las posibilidades de evolución tecnológica en el tiempo.
- **3. Escenario de Mitigación:** se definió un nivel máximo de emisiones en una senda que parte del nivel de 2015 y llega a 8.5 millones de toneladas de CO₂e, equivalente a una descarbonización de más del 90%, lo cual es consistente con los escenarios modelados en el marco de la formulación de la estrategia colombiana de largo plazo E2050.
- En la Figura 4 se presentan las trayectorias de emisión para los tres escenarios modelados. En la Tabla 6 y en la Tabla 7 se presenta el resumen de los potenciales de mitigación del escenario de mitigación frente al escenario Referencia y al escenario Mínimo Costo, respectivamente.

Figura 4. Trayectorias de emisiones por quema de combustibles a nivel nacional en los tres escenarios modelados (2015-2050).



Fuente: Elaboración propia

Tabla 6. Potencial de mitigación para energía sin transporte con respecto al escenario Referencia 2015-2050.

Emisiones CO2e	Valor	Mitigación respecto a Referencia
Mitigación acumulada con respecto a Referencia 2015-2050 (Mt CO2e)	2,210 Mt CO2e	67%
Reducción emisiones en 2030	31.9 Mt CO2e	52.1%
Reducción emisiones en 2050	135.3 Mt CO2e	94.1%
Nivel de emisiones en 2030 (Mt CO2e)	29.3 Mt CO2e	n.a
Nivel de emisiones en 2030 (Mt CO2e)	8.6 Mt CO2e	n.a
Demanda: Ind. Química - calor	1.00	1.69
Demanda: Iluminación residencial	1.00	1.35
Beneficio neto medidas	0.86	0.29
Mitigación	22.18	124.11

Fuente: Elaboración propia

Tabla 7. Potencial de mitigación para energía sin transporte con respecto al escenario Mínimo Costo 2015-2050.

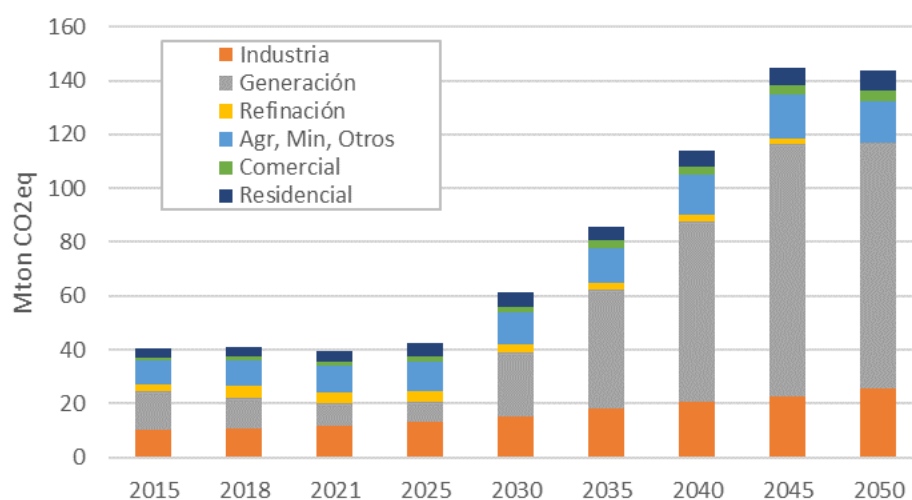
Emisiones CO2e	Valor	Mitigación respecto a Mínimo Costo
Mitigación acumulada con respecto a Mínimo Costo 2015-2050 (Mt CO2e)	1,042 Mt CO2e	49%
Reducción emisiones en 2030	18.5 Mt CO2e	38.6%
Reducción emisiones en 2050	70.4 Mt CO2e	89.2%
Nivel de emisiones en 2030 (Mt CO2e)	29.3 Mt CO2e	n.a
Nivel de emisiones en 2030 (Mt CO2e)	8.6 Mt CO2e	n.a
Demanda: Ind. Química - calor	1.00	1.69
Demanda: Iluminación residencial	1.00	1.35
Beneficio neto medidas	0.86	0.29
Mitigación	22.18	124.11

Fuente: Elaboración propia

En el escenario Referencia, la principal fuente de emisiones es la generación de electricidad (Figura 5). El modelo se ve forzado a utilizar carbón para la producción eléctrica para satisfacer la restricción de emisiones mínimas impuesta para reproducir la trayectoria del escenario de referencia de la actualización de la NDC. En otras palabras, emitir a los niveles del escenario de referencia de la NDC

es más costoso que emitir menos. En 2050, la generación con carbón en el escenario Referencia crece 11 veces comparado con el nivel de 2015. En el escenario de Mínimo Costo, y sin la presencia de restricción a las emisiones, el uso del carbón para la producción de electricidad aumenta cerca de tres veces en 2050 con respecto a los niveles de 2015.

Figura 5. Trayectorias de emisiones por quema de combustibles discriminadas por sector en el sector energético sin incluir transporte. Escenario Referencia (2015-2050).



Fuente: Elaboración propia

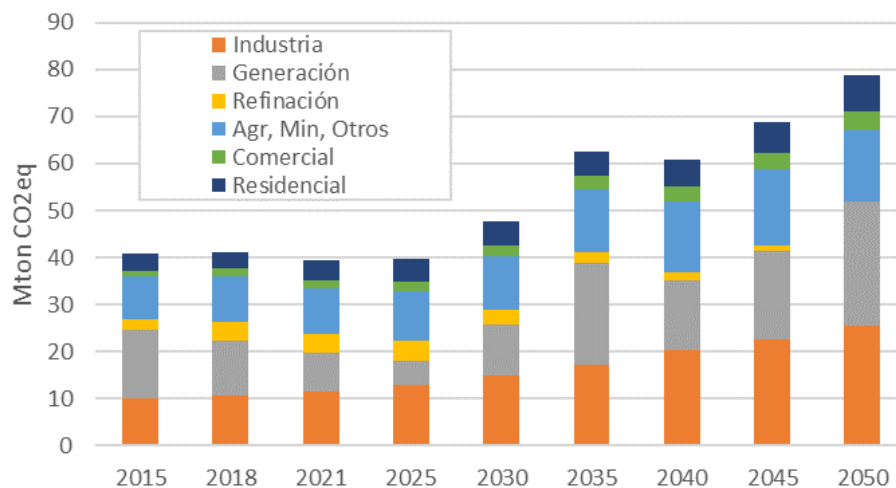


En el escenario de Mínimo Costo, se presenta una disminución importante en las emisiones por generación (Figura 6) por la disminución en el consumo de carbón. Las emisiones en el sector industrial mantienen una senda de constante crecimiento. Esto se da por el aumento en el consumo de gas natural y carbón en este sector. En la industria, el consumo de carbón mineral pasa de ser el 31.6% del consumo en 2015 al 33% en 2050 mientras que el gas natural aumenta su participación desde 20.7% hasta 24.4% en los mismos periodos. Estos cambios, sumados al aumento en la demanda de energía en la industria explican el incremento en las emisiones de este sector en el escenario de Mínimo Costo. Las emisiones del sector residencial se duplican a lo largo del horizonte de estudio por

la sustitución de biomazas por gases combustibles. Estos gases pasan de representar el 23% de la canasta energética del sector residencial en 2015 a ser el 35% en 2050.

Las emisiones en los procesos de refinación (entre los que se está incluyendo la producción de hidrógeno gris y azul) disminuyen conforme las reservas de petróleo se agotan y la refinación disminuye. Los combustibles líquidos que se necesitan pasan a ser importados y esto tiene un impacto en los costos totales del sistema. En este escenario se utilizan hasta 60 PJ de hidrógeno en 2050 y este energético se produce mediante electrólisis con instalaciones dedicadas de generación eléctrica renovable (hidrógeno verde).

Figura 6. Trayectorias de emisiones por quema de combustibles discriminadas por sector en el sector energético sin incluir transporte. Escenario Mínimo Costo (2015-2050).

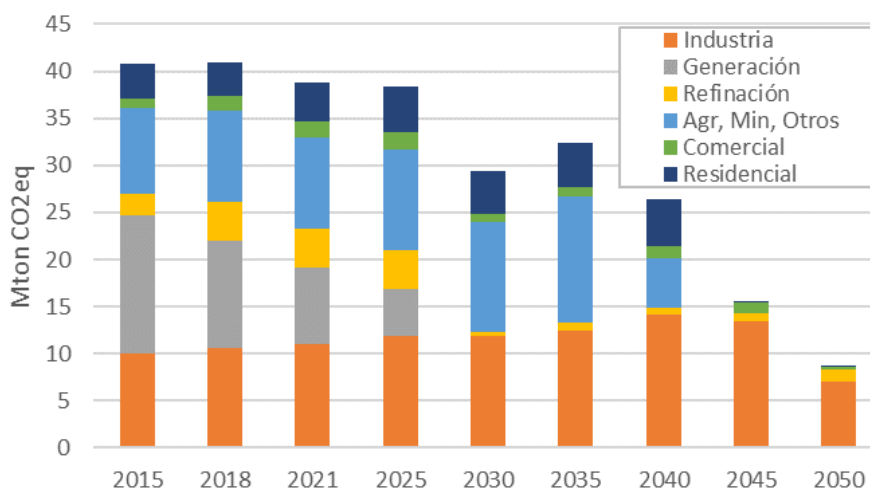


Fuente: Elaboración propia

Finalmente, en el escenario de mitigación se presentan cambios importantes que llevan a la disminución de GEI (Figura 7). Se puede observar que el primer sector en descarbonizarse es la generación eléctrica. Esta descarbonización, que se alcanza en 2030, se da por la disponibilidad de tecnologías bajas en carbono y los costos relativamente bajos de las mismas. Adicionalmente, la descarbonización del sector eléctrico permite la mitigación en los sectores de consumo final mediante la sustitución de combustibles fósiles por electricidad baja en carbono. Es importante resaltar que el supuesto tecnológico utilizado considera una senda de reducción de costos de inversión para las plantas de generación renovables y los equipos de almacenamiento eléctrico. En este escenario se observan emisiones en el sector de refinación hasta el año 2050. Al igual que en los escenarios anteriores, las reservas de petróleo se agotan antes del final de horizonte de estudio y como consecuencia las refinерías dejan de operar. Por convención, las emisiones generadas en los procesos de producción de hidrógeno a partir de gas

natural (gris y azul) se están contando como parte de este sector. En el escenario de mitigación hay emisiones por producción de hidrógeno azul desde el 2030. Adicionalmente, a partir de 2040 inicia la producción de hidrógeno verde. Este hidrógeno se utiliza tanto en el sector transporte (como se presenta en la siguiente sección) como en para la generación de electricidad. Se puede observar que el último sector en reducir sus emisiones de GEI es el industrial. Esto se debe a que la electrificación de este sector requiere inversiones más altas o difíciles de llevar a cabo desde el punto de vista técnico. La industria tiene una opción tecnológicamente madura para disminuir sus emisiones de GEI en los usos térmicos y es el uso de gas natural en lugar de carbón mineral. Pero sustituir al gas natural por electricidad o por otro energético con muy bajo carbono es complicado por la disponibilidad de la tecnología (sobre todo en los usos térmicos). La disminución de las emisiones de GEI en la industria entre 2045 y 2050 se da a un costo marginal muy alto.

Figura 7. Trayectorias de emisiones por quema de combustibles discriminadas por sector en el sector energético sin incluir transporte. Escenario Mitigación (2015-2050).



Fuente: Elaboración propia

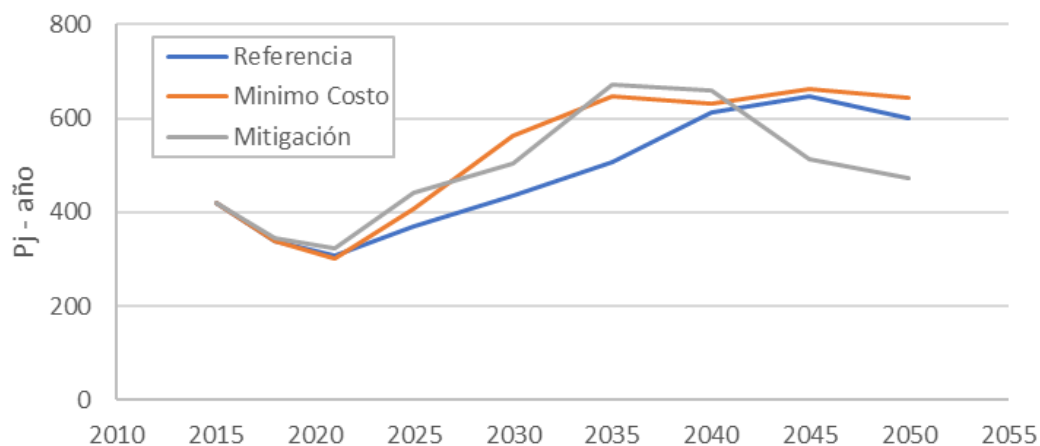


El consumo total de energía final (sin incluir el consumo del transporte) crece a una tasa anual promedio del 2.15% en los escenarios Referencia y Mínimo Costo y del 2.05% en el escenario de mitigación. Esta diferencia en las tasas de crecimiento indica que en el escenario de mitigación se están usando tecnologías y combustibles más eficientes que llevan a una reducción de la intensidad energética final.

En todos los escenarios modelados, las reservas de petróleo y gas natural se extraen íntegramente. Esto es así a pesar de que el escenario de reservas considera algunas adiciones de los yacimientos no convencionales y off-shore de gas natural. Parte del petróleo extraído es utilizado en los procesos de refinación y el resto es exportado. Por su parte, el gas natural tiene como destino el consumo interno exclusivamente. Como se puede observar

en la Figura 8, el consumo de gas es menor en el escenario Referencia. Esto se debe a que, al tener un nivel de emisiones mínimo a satisfacer, el modelo se ve obligado a utilizar carbón incluso en aquellos usos y sectores donde el gas es más competitivo. En el escenario de Referencia, por el contrario, se observa un crecimiento sostenido del consumo de gas natural hasta 2030 y una estabilización a partir de ese año. En el escenario de mitigación se observa que el consumo hasta 2040 es muy parecido al del escenario de Referencia, pero luego el consumo disminuye de manera sostenida. En todos los escenarios hay importaciones de gas natural. Sin embargo, los requerimientos de importación difieren entre escenarios. El gas importado los escenarios Referencia, Mínimo Costo y Mitigación equivale al 7.2%, 15.7% y 9.7% del total de gas consumido respectivamente.

Figura 8. Consumo interno de gas natural en los diferentes escenarios (2015-2050).



Fuente: Elaboración propia

Otra característica que diferencia las matrices energéticas en los escenarios modelados es la cantidad consumida de electricidad y la composición de la matriz de generación (ver Figura 9, Figura 10 y Figura 11). El consumo de electricidad crece a una tasa promedio anual del 4.1%, 4.0% y 5.7% en los escenarios Referencia, Mínimo Costo y Mitigación. La demanda de electricidad se multiplica cerca de 4 veces en 2050 comparado con 2015 en los escenarios Referencia y Mínimo Costo. En el escenario de Mitigación, el crecimiento de la producción de electricidad es de 6.9 veces en el mismo periodo.

En el escenario Referencia, el energético dominante para la generación es el carbón, que llega a producir el 44% del total en 2050. En el escenario de Mínimo Costo en 2050 el 56% de la electricidad se produce en hidroeléctricas y el 12% en termoeléctricas a carbón. En 2050 en el escenario de referencia hay poco uso de gas natural para generación porque, una vez agotadas las reservas, la importación de este recurso le quita competitividad frente al carbón en un escenario sin restricción de emisiones.

Finalmente, la generación eléctrica en el escenario de Mitigación es un 70% mayor en 2050 comparado

con los casos Referencia y Mínimo Costo. Este aumento en la demanda de electricidad se da porque el mecanismo para la descarbonización de los sectores finales pasa por su electrificación. Por este mismo motivo la electricidad en este escenario se descarboniza rápidamente. Desde 2030, toda la generación se hace con cero emisiones (aunque al principio parte del hidrógeno utilizado para producir electricidad es azul). La firmeza para la generación en 2050 la da una combinación de baterías e hidrógeno. Las baterías, a pesar de no ser una tecnología de generación eléctrica, pueden ser despachadas y podrían llegar a mitigar el impacto de la intermitencia de las fuentes renovables no convencionales a lo largo del día y por lo tanto son una opción para proveer firmeza al sistema junto con el hidrógeno y las plantas de generación térmica. En un escenario bajo en carbono se requiere que la firmeza del sistema se suministre con las menores emisiones asociadas y por lo tanto el hidrógeno y el almacenamiento de electricidad (baterías y otras tecnologías como el bombeo de agua) entran a formar parte del sistema eléctrico. En este escenario también hay producción de hidrógeno verde en instalaciones con generación eléctrica dedicada que no suma a la producción total reportada en la Figura 11.

Figura 9. Generación de electricidad por fuente. Escenario Referencia (2015-2050).

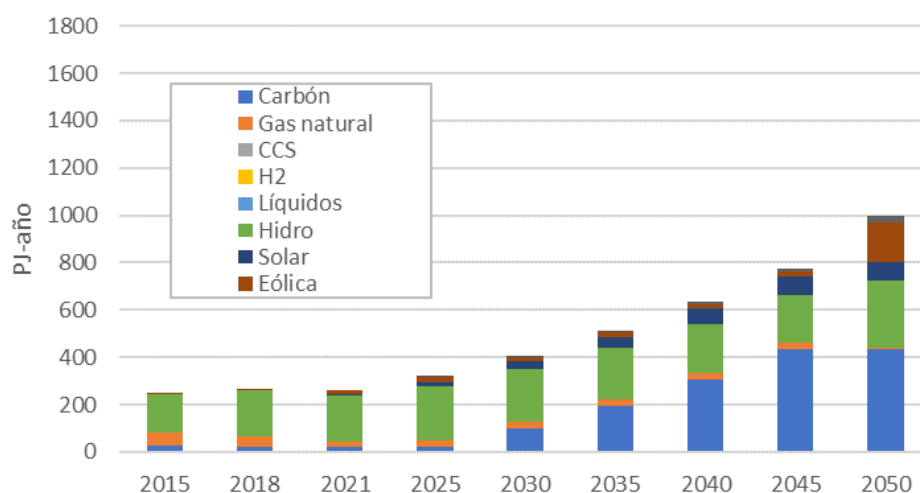
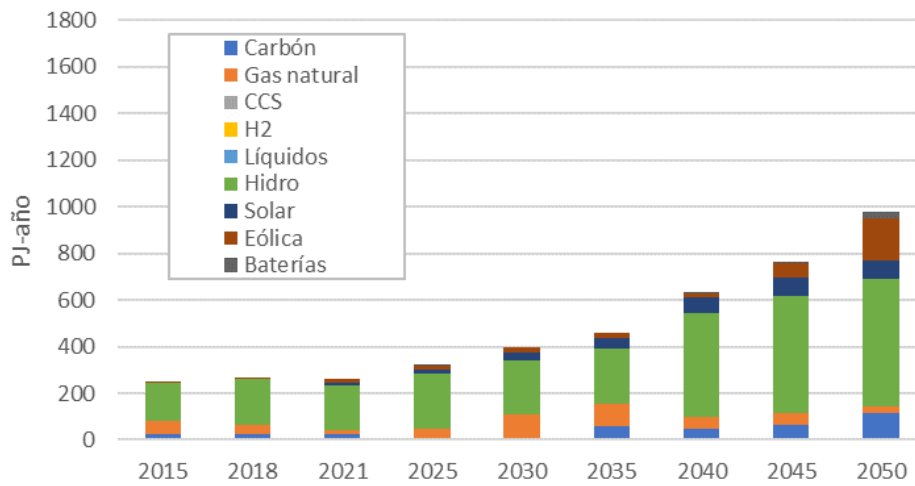
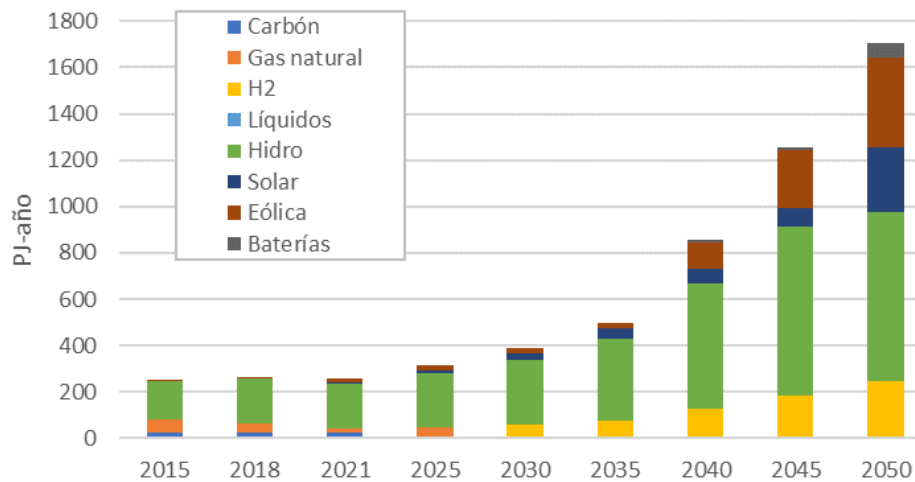


Figura 10. Generación de electricidad por fuente. Escenario Mínimo Costo (2015-2050).



Fuente: Elaboración propia

Figura 11. Generación de electricidad por fuente. Escenario Mitigación (2015-2050).



Fuente: Elaboración propia

3.1 Estimación de costos y beneficios en el sector energético

El proceso de estimación de costos y beneficios se llevó a cabo en dos etapas. En la primera de ellas se estimaron los costos totales del sistema energético para cada uno de los escenarios. Las diferencias entre estos costos se pueden entender como requerimientos adicionales o evitados de gastos e inversiones, según sea el caso. El costo total del sistema es el valor presente, descontado a la tasa correspondiente, de los flujos anuales. Estos flujos anuales son la suma de los siguientes rubros:

- 1. Costos de capital. Las tecnologías modeladas, tanto de oferta como de demanda de energía, tienen unas vidas útiles definidas. En cada periodo una parte del stock de tecnologías se retira y debe ser reemplazado. Adicionalmente, en cada periodo se requiere el aumento del stock tecnológico para atender la demanda incremental de energía. Cada nueva inversión tiene un costo que depende del tipo de tecnología, su nivel de eficiencia y el combustible que usa (calderas estándar, calderas más eficientes y de diferentes combustibles, por ejemplo).
- 2. Costos fijos y variables de operación y mantenimiento de cada una de las tecnologías instaladas y en operación.
- 3. Costos de importación o ingresos por exportación de energía. Se definieron costos unitarios de importación de energía para el horizonte de tiempo modelado con información del Departamento de Energía de los Estados Unidos.
- 4. Costos de producción de recursos internos. Las tecnologías de producción de energía primaria fueron caracterizadas mediante una curva de producción ajustada para el país.

La selección de las tecnologías y la operación de estas se hace bajo un criterio de minimización de costos sobre todo el horizonte. La canasta energética y tecnológica resultante debe satisfacer las demandas de energía útil ingresadas y, las características técnicas y las restricciones definidas. Dentro de las características técnicas consideradas se incluyen las eficiencias de los diferentes procesos, los factores de disponibilidad de las tecnologías, las capacidades máximas y algunas restricciones particulares para el sector eléctrico.

El sector eléctrico tiene una desagregación temporal que permite evaluar, en la medida de lo posible, las necesidades de equilibrio entre oferta y demanda, los márgenes de reserva de capacidad, la intermitencia de las fuentes renovables no convencionales, los requerimientos de energía firme y la curva de demanda eléctrica. Cada periodo anual está dividido en cuatro estaciones que permiten tener en cuenta la variación estacional en la disponibilidad del recurso hídrico y de la demanda de electricidad. A su vez, cada estación está dividida en tres perfiles diarios que permiten capturar las diferencias en el consumo de electricidad en los días laborales, sábados y domingos. Finalmente, cada perfil diario está dividido en cinco bloques de duración variable para diferenciar los factores de disponibilidad de los recursos energéticos no renovables y las diferencias a lo largo del día del consumo de electricidad.

Cada planta de generación eléctrica, actual y futura, tiene una capacidad diferenciada para hacer contribuciones al margen de reserva de la demanda pico anual. Las tecnologías que usan combustibles fósiles, biomasa, hidrógeno y las tecnologías de almacenamiento pueden contribuir al pico con la totalidad de su capacidad. Las demás tecnologías pueden hacer una contribución al pico menor, siendo que la tecnología solar es la que menos aporta ya que el pico de demanda de electricidad en Colombia



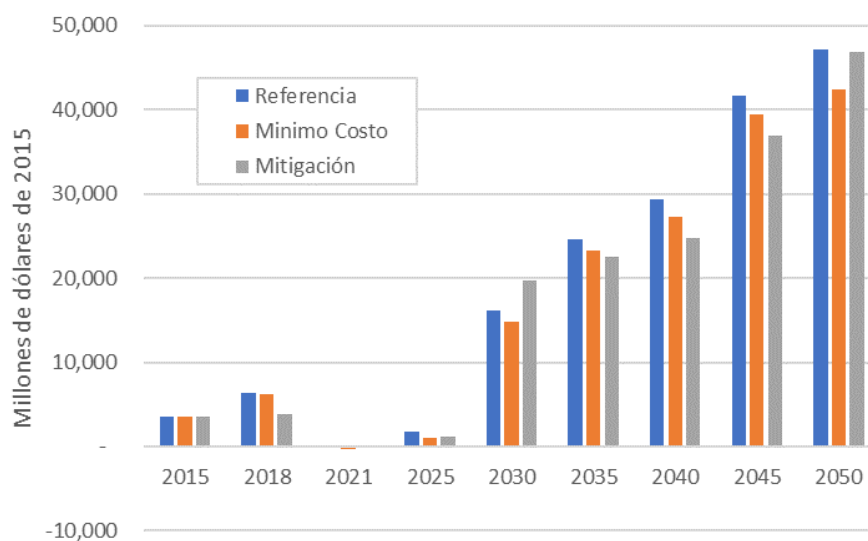
ocurre en horas de la noche. Adicionalmente, se definió una generación mínima con fuentes firmes (fósiles, hidrógeno, biomasa y baterías) del 15% tomando en cuenta la necesidad de prestación de servicios auxiliares.

La Figura 12 presenta los costos anuales, que son la sumatoria en cada periodo de los rubros indicados anteriormente para cada uno de los tres escenarios considerados. Los costos presentados se obtuvieron al correr el modelo con una tasa de descuento del 9%. Con tasas diferentes, la solución del problema de minimización es distinta y los costos tienen variaciones en los periodos que serán resumidos más adelante en la Tabla 8.

Se puede observar que para los periodos iniciales (2015, 2018, 2021 y 2025) los costos anuales son relativamente bajos si se comparan con los periodos finales. En primer lugar, los requerimientos

de inversión en nuevas tecnologías son bajos en los primeros periodos porque se asume que en el año inicial todas las tecnologías existentes están disponibles desde periodos anteriores. Las plantas de generación, las refinerías, las calderas y demás tecnologías que atendieron la demanda en el año base fueron compradas antes del inicio del análisis y por lo tanto sus costos de inversión no se registran. En segundo lugar, las exportaciones de energéticos desde Colombia representan ingresos importantes que compensan los costos de operar y mantener el sistema energético. Esto último explica el cambio de nivel de los costos anuales en 2030 comparado con el periodo anterior. Al agotarse las reservas se disminuye el ingreso por exportación de energéticos y el gasto por importación. En parte, los menores requerimientos de importación de energía, por el uso de recursos renovables locales, explica gran parte de la diferencia en costos entre el escenario de mitigación y los demás escenarios.

Figura 12. Costos anuales totales para diferentes escenarios de emisión con una tasa de descuento del 9%.



Fuente: Elaboración propia

La segunda etapa en la estimación de costos y beneficios corresponde a la valoración del daño causado por la emisión de GEI. Para este análisis, se rastreó el nivel de emisiones de cada escenario y se ponderó el daño causado utilizando un valor para el costo social del carbono. Se seleccionaron dos niveles de daño causado. El primero de ellos es el costo social del carbono en un mundo con insuficiente acción climática que lleva a que, por la mayor acumulación de GEI en la atmósfera, el daño por emitir carbono sea más alto (13.7 dólares por tonelada de CO₂e) que en el segundo caso donde se supone que, por una acción climática más decidida, los daños causados por el cambio en el clima son menores (3.16 dólares por tonelada de CO₂e).

En cada periodo se totalizó el costo del daño causado por la emisión de GEI con un costo social del carbono alto para los escenarios de baja ambición climática (Referencia y Mínimo costo) y bajo para el escenario de Mitigación. Estos costos anuales se trajeron a valor presente utilizando, como en el caso de los costos del sistema energético, tres tasas distintas.

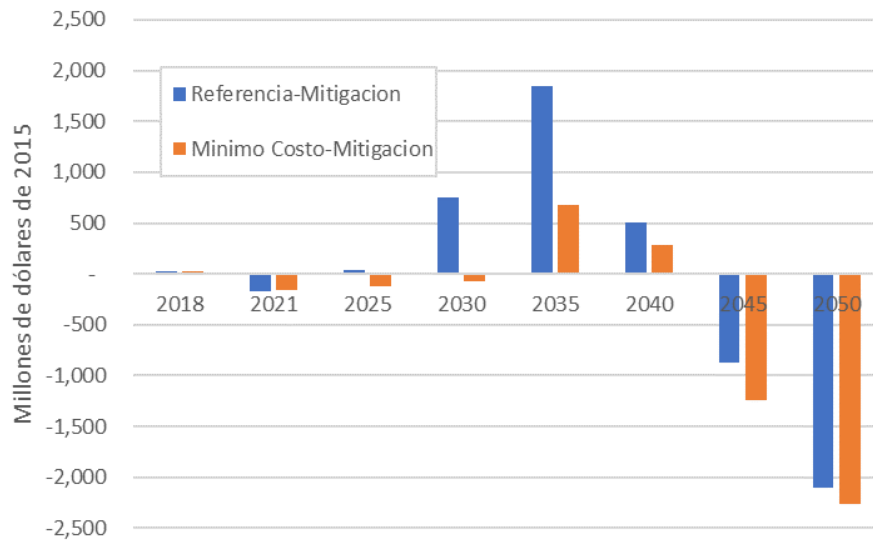
3.2 Resultados consolidados y comentarios finales

A continuación, se presentan los resultados obtenidos para los costos totales del sistema energético modelado, sin incluir aquellos costos asociados a la atención de la demanda en el sector transporte. En la Figura 13 se presentan las diferencias en costos de inversión entre los escenarios Referencia y de Mínimo Costo y el escenario de Mitigación. En la Figura 14 se presentan las diferencias en los costos fijos y variables de operación y mantenimiento y en el ingreso/gasto por comercio internacional de energía. Los valores positivos en la gráfica indican que el escenario de Mitigación tiene menores requerimientos de inversión en esos periodos que el escenario Referencia o el de Mínimo Costo según sea el caso. Lo primero que vale la pena destacar

es la magnitud de las diferencias. Mientras que, en el caso de las inversiones, los escenarios tienen requerimientos que difieren en menos de 2,500 millones de dólares, la magnitud de las diferencias en los costos de operación y de comercio llegan a ser más del doble.

En cuanto a los costos de inversión se puede observar que el escenario de mitigación tiene requerimientos mayores hacia el final del horizonte de estudio, que es cuando la restricción de emisiones se hace más estricta. Al final del horizonte en el escenario de mitigación se invierte en tecnologías más, por ejemplo, en energías renovables para la generación de electricidad. Considerando los requerimientos de firmeza y de contribución al pico de demanda se requiere que se instale mayor capacidad de energías renovables y se complemente con inversiones en energías firmes, explicando los mayores requerimientos de inversión. Por otro lado, en el sector industrial y el agropecuario, minero y otros, la electrificación de los usos térmicos hace necesaria una inversión adicional en equipos.

Figura 13. Diferencia con respecto al escenario de Mitigación de los costos de inversión sin incluir las tecnologías del sector transporte.



Fuente: Elaboración propia

Estos costos adicionales de inversión se ven compensados con menores costos fijos y variables de operación y mantenimiento y menores costos de comercio internacional de energía (Figura 14, valores positivos que indican mayores costos en los escenarios intensivos en carbono). Las inversiones realizadas se hacen en activos que son más eficientes, reduciendo sus costos variables o que tienen costo de combustible más bajo que su equivalente fósil (por ejemplo, la energía renovable para la generación de electricidad). Adicionalmente, los menores requerimientos de energía fósil en los últimos años del horizonte de estudio reducen las necesidades de importación de energía (una vez agotadas las reservas de petróleo y gas) con la consecuente disminución en costos.

Los costos totales de provisión para la atención de la demanda de energía en el país, sin incluir al sector transporte, son menores en el escenario de Mitigación que en el escenario Referencia o el de

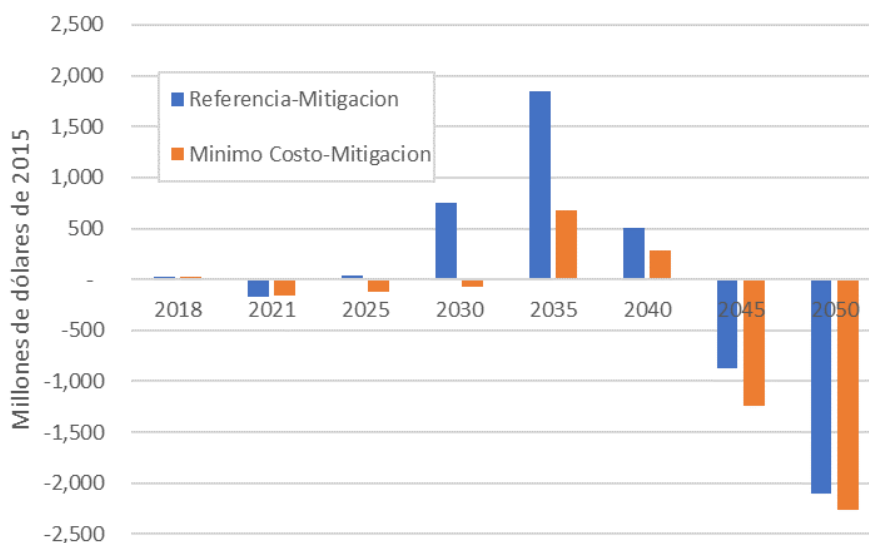
Mínimo Costo. De hecho, el escenario Referencia resulta ser el escenario de mayores costos porque es necesario forzar un nivel mínimo de emisiones para reproducir la trayectoria de la línea de referencia de la NDC. Esto hace que el modelo utilice tecnologías que de otro modo no entrarían en la base óptima y que son más carbono intensivas. En general, dado que los mayores cambios en los costos ocurren hacia el final del horizonte de estudio, entre menor es la tasa de descuento mayores son los costos evitados por seguir el plan de inversiones y la operación del escenario de Mitigación.

En la Tabla 8 se resumen los principales resultados de costos totales de los escenarios y las diferencias de los escenarios Referencia y Mínimo Costo con respecto al escenario de emisión, sin incluir todavía la estimación de los impactos del costo social del carbono. Los costos evitados (que equivalen a ahorros dado que en todo caso hay que atender la demanda de energía) varían entre 0.15 millardos

de dólares constantes de 2015 (escenario de Mitigación frente a escenario Mínimo costo con tasa de descuento del 9%) hasta 46.9 millardos de dólares (escenario Mitigación frente a escenario de Referencia con tasa de descuento del 3.1%). La mitigación total alcanzada en el escenario de Mitigación frente a los otros dos escenarios está entre 1,042 millones de toneladas de CO₂e y 2,210 millones de toneladas de CO₂e con lo que se tiene un costo medio de mitigación, dependiente de la tasa de descuento seleccionada, de entre -0.1 dólares por tonelada de CO₂e hasta -21.2 dólares por tonelada de CO₂e. Estos valores, representan

los ahorros medios que tendría el sistema energético por la mitigación de cada tonelada de CO₂e. Sin embargo, es importante revisar la estructura de costos para identificar las posibles barreras que pueden hacer que estos ahorros en costos y en emisiones se den: la mitigación requiere mayores costos de inversión al inicio de los proyectos y genera ahorros durante la operación de estos. Hace falta identificar las necesidades de financiamiento y las alternativas para evitar que ahorros en los costos de capital en el corto plazo resulten en mayores costos de operación y comercio de largo plazo y mayores emisiones de GEI.

Figura 14. Diferencia con respecto al escenario de Mitigación de los costos fijos y variables de operación y mantenimiento y de los costos/ingresos del comercio internacional de energía. No se incluyen las tecnologías del sector transporte.



Fuente: Elaboración propia

Otro punto a tener en cuenta es que, si bien el costo medio de mitigación es negativo, sin tener en cuenta las barreras que impiden la adopción de estas tecnologías, el costo marginal de mitigación supera los varios cientos de dólares por tonelada de CO₂e.

Tabla 8. Costos incrementales entre escenario de mitigación y los escenarios Referencia y Mínimo Costo: inversión, operación, mantenimiento y energía.

	Segmento	Sector energía sin transporte		
	Tasa de descuento	9.0%	6.4%	3.1%
Costo Escenario Referencia	Miles de millones dólares	114.2	176.6	319.5
Costo Escenario Mínimo costo	Miles de millones dólares	105.5	155.3	288.2
Costo Escenario Mitigación	Miles de millones dólares	105.4	152.6	272.5
Costo incremental (Mitigación - Referencia)	Miles de millones dólares	-8.8	-23.9	-46.9
Costo incremental (Mitigación - Mínimo costo)	Miles de millones dólares	-0.15	-2.63	-15.6
Emisiones CO2e reducidas comparado con Referencia	Millones de toneladas	2,210		
Emisiones CO2e reducidas comparado con Mínimo costo	Millones de toneladas	1,042		
Costo efectividad con respecto a Referencia	USD/t CO2e	-4.6	-10.8	-21.2
Costo efectividad con respecto a Mínimo costo	USD/t CO2e	-0.1	-2.5	-15.0

Fuente: Elaboración propia

El costo marginal de mitigación se presenta en la Tabla 9. Los valores reportados corresponden al escenario de Mitigación que es el único escenario que tiene una restricción de emisiones máximas activa. Esta restricción es activa a partir del 2030, lo que quiere decir que antes de ese año, la solución de mínimo costo satisface el requerimiento de emisiones sin desmejorar la función objetivo. En otras palabras, la mezcla óptima de combustibles y tecnologías para atender la demanda antes de 2030 cumple con la trayectoria de emisión definida. Los altos costos marginales de mitigación están asociados a la dificultad de descarbonizar, con la base tecnológica utilizada, al sector industrial (particularmente las demandas de calor).

Tabla 9. Costos marginales de mitigación en el escenario Mitigación para diferentes tasas de descuento.

	Tasa de descuento	9.0%	6.4%	3.1%
Costo marginal de mitigación USD/tonCO2e	2030	263.7	287.2	190.7
	2040	377.6	340.6	306.4
	2050	488.3	440.1	405.3

Fuente: Elaboración propia

Finalmente, la Tabla 10 presenta el resumen de los ahorros por daños evitados por la emisión de GEI, cuantificados utilizando el Costo Social del Carbono, en los escenarios analizados. En todos los casos la disminución de emisiones implica un ahorro cuando se toma el escenario de mitigación en lugar de un escenario intensivo en emisiones. Estos costos evitados hacen que en el escenario de mitigación se alcancen niveles de ahorro totales

de entre 6,100 millones de dólares y hasta 71,000 millones de dólares dependiendo de la tasa de descuento utilizada y el escenario de comparación seleccionado. Los mayores beneficios se logran con tasas de descuento bajas y si se toma como escenario Referencia para la comparación. Los menores beneficios se obtienen si usa una tasa de descuento alta y si se utiliza para la comparación el escenario de Referencia.

Tabla 10. Resumen costos incrementales del sistema energético, estimación del costo social del carbono y costos-beneficios netos del sistema incluyendo el CSC.

	Segmento	Sector energía sin transporte		
	Tasa de descuento	9.0%	6.4%	3.1%
Costo incremental sistema energético (Mitigación - Referencia)	Miles de millones dólares	-8.8	-23.9	-46.9
Costo incremental sistema energético (Mitigación - Mínimo Costo)	Miles de millones dólares	-0.15	-2.63	-15.6
Diferencia Costo Social del Carbono (Mitigación - Referencia)	Miles de millones dólares	-7.6	-12.4	-24.0
Diferencia Costo Social del Carbono (Mitigación - Mínimo costo)	Miles de millones dólares	-6.0	-8.3	-7.6
Costos/beneficios netos incluyendo CSC (Mitigación - Referencia)	Miles de millones dólares	-16.5	-36.4	-71.0
Costos/beneficios netos incluyendo CSC (Mitigación - Mínimo costo)	Miles de millones dólares	-6.1	-10.9	-23.2

Fuente: Elaboración propia



Los costos estimados muestran que hay beneficios económicos netos derivados del desarrollo de un sector energético bajo en carbono. El modelo muestra que se pueden sostener las exportaciones de energía (sujeto a la competitividad de los recursos en los mercados internacionales) y realizar las transformaciones de la demanda y de la oferta interna de combustibles y electricidad. Sin embargo, los beneficios económicos estimados no tienen en cuenta las potenciales barreras que deben ser identificadas y levantadas para permitir las transformaciones del sector. Una de las barreras identificadas es la del financiamiento, aunque el financiamiento climático a nivel global está direccionando sus esfuerzos en esta dirección (y reduciendo en algunos casos las facilidades de financiación de las tecnologías basadas en fósiles).

En todo caso, la trayectoria de descarbonización requiere mayores niveles de inversión inicial y ofrece retornos en forma de menores costos operativos y de comercio internacional de energía a lo largo de varios años (siendo que la inversión debe realizarse antes en el tiempo). Otro punto importante es que, a pesar de que el costo medio de mitigación es negativo (en promedio se ahorra dinero por cada tonelada mitigada) el costo marginal de mitigación supera en algunos casos los 400 dólares por tonelada de CO₂e. Esto sucede porque mientras hay actividades del sector energético que pueden mitigar a bajo costo o incluso ahorrar dinero, hay otros sectores en los que la transformación es técnicamente más difícil. En este estudio se identificó que la industria es el sector de más difícil descarbonización particularmente por sus requerimientos de calor directo.

En los diferentes escenarios evaluados el uso de combustibles fósiles tiene un comportamiento diferenciado en el tiempo. En primer lugar, está el carbón mineral que es el energético que reduce su consumo interno rápidamente conforme se sigue una

senda de desarrollo bajo en carbono. Incluso en un escenario sin restricción de emisiones, la evolución de los costos de las tecnologías renovables hace que la generación a carbón disminuya, aunque su bajo costo le hace permanecer como energético en el sector industrial. En el escenario restringido en emisiones, el carbón desaparece rápidamente de la matriz energética siendo sustituido, en el sector industrial, por el gas natural.

El gas natural por su parte permanece como energético hasta el final del horizonte de estudio en todos los escenarios modelados. Su uso sin embargo varía de acuerdo con el escenario siendo que en aquellos en los que la restricción de emisiones se alcanza una estabilización del consumo en hacia 2050 mientras que en un escenario de carbono neutralidad se alcanza el pico de consumo hacia 2035. En todo caso, el consumo de gas natural en 2050 es por lo menos superior al consumo del año 2015 teniendo su nicho de consumo en el sector industrial que resulta ser el de más difícil descarbonización.

Finalmente, el petróleo y sus derivados. Estos energéticos se exploran con mayor detalle en la siguiente sección que evalúa la canasta energética y las emisiones en el sector transporte. Desde el punto de vista agregado del sector energético, las reservas de petróleo se extraen en su totalidad en todos los escenarios evaluados y la disminución del consumo interno se ve compensada con aumentos de las exportaciones. La actividad de refinación si reduce sus niveles y una vez agotadas las reservas internas de petróleo detiene su actividad.

El hecho de que se esté asumiendo que las reservas (de petróleo y carbón) pueden ser extraídas para consumo interno y para exportación posibilita que las actividades mineras sean compatibles con el escenario de descarbonización. Los cambios grandes están dados a nivel de procesos de

transformación (cambios en la refinación, en la generación eléctrica y en la producción de hidrógeno) y en los sectores de consumo final. Los resultados muestran que, frente a cambios en los consumos internos de combustibles fósiles, tanto el carbón como el petróleo dependerían de las dinámicas de los mercados internacionales para mantener los niveles de actividad. El gas natural es distinto y su crecimiento depende de los cambios en el consumo interno y del desarrollo de opciones transitorias como el hidrógeno azul.

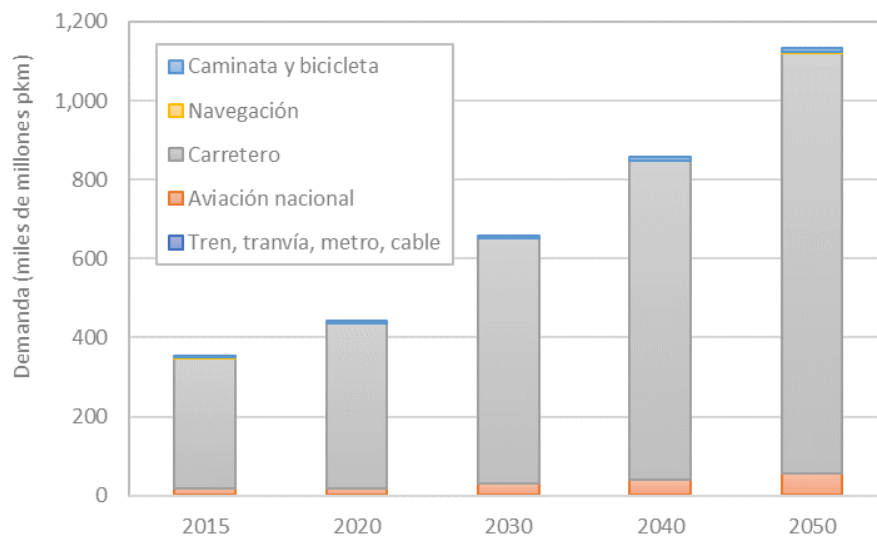
4. Sector transporte

El escenario de línea base para el sector transporte implica una tasa de crecimiento de la demanda 3.39% anual equivalente entre 2015 y 2050 en transporte de pasajeros (Figura 15) y de 3.44% en el transporte de carga (Figura 16).

El segmento carretero tiene una participación prioritaria dentro del transporte, lo que se refleja también en su alta participación en las emisiones GEI de la línea base. En el transporte de pasajeros,

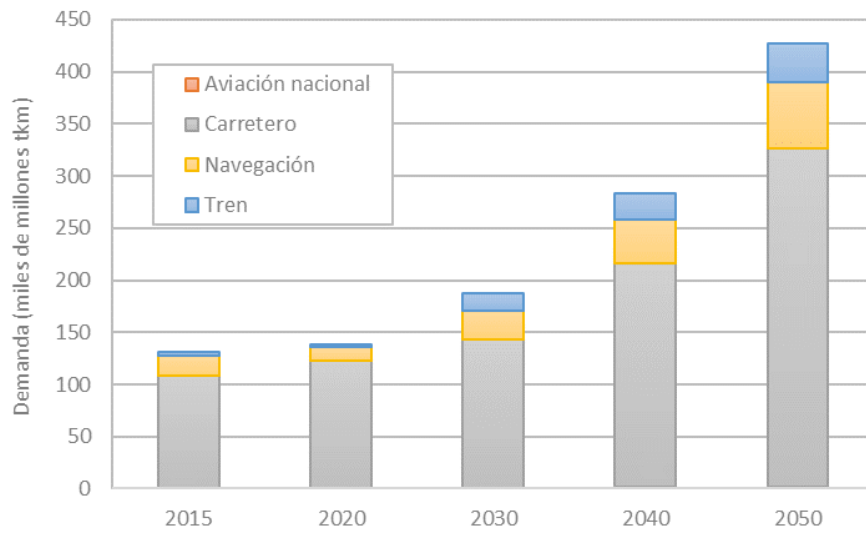
el segmento carretero representa entre el 83% y 87% de las emisiones en todo el periodo de análisis, y la aviación nacional entre 13% y el 17%, la navegación y los trenes tienen una participación mínima (Figura 17). En el transporte de carga, las emisiones son aportadas por los diferentes segmentos así: carretero entre 91.7% y 93.4%, aviación entre 2.2% y 3.8%, navegación entre 2.6% y 2.5% y tren entre 0.7% y 2.0%.

Figura 15. Demanda de transporte de pasajeros 2015-2020 escenario de línea base.



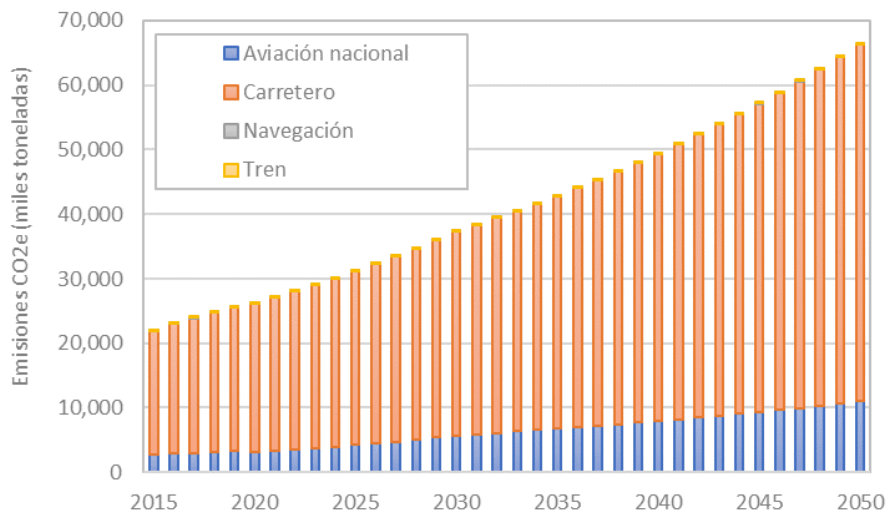
Fuente: Elaboración propia

Figura 16. Demanda de transporte de carga 2015-2020 escenario de línea base.



Fuente: Elaboración propia

Figura 17. Emisiones escenario de línea base de transporte de pasajeros.



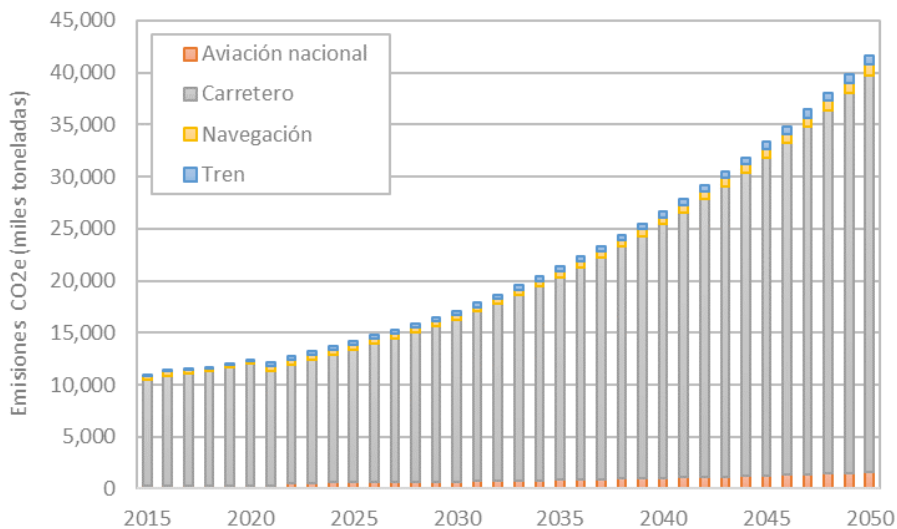
Fuente: Elaboración propia

Las medidas de mitigación evaluadas en transporte incluyen acciones en cambio modal (ver Tabla 11 y Tabla 12), en energéticos y en tecnologías. Se conformaron dos portafolios de acciones de mitigación, uno en transporte de pasajeros y uno para carga, buscando en ambos casos suplir la demanda con el mínimo nivel de emisiones GEI posible.

En la Tabla 11 y Tabla 12 se presenta la participación modal en pasajeros y carga respectivamente, comparando la línea base con el escenario de mitigación. En la Tabla 13 se presenta la participación por energéticos de la línea base y el escenario de mitigación por segmento de transporte.

Los cambios que se proponen al mismo tiempo que reducen emisiones GEI permitirían reducir otras externalidades del transporte. En transporte de pasajeros urbano se presenta una apuesta por incrementar los viajes caminando y en bicicleta, se busca mantener al transporte público como el principal modo, pero combinando buses con otras tecnologías para transporte colectivo y masivo como trenes urbanos, metros, tranvías y cables. En transporte interurbano de pasajeros se evalúa una combinación entre viajes en avión, trenes, navegación y modos carreteros. En este caso, se tuvo en cuenta que existe potencial para reactivar el transporte de pasajeros por navegación y trenes, ya que estos se caracterizan por una menor intensidad de carbono que la aviación sobre todo en viajes cortos entre ciudades.

Figura 18. Emisiones escenario de línea base de transporte de carga.



Fuente: Elaboración propia

Tabla 11. Participación modal transporte de pasajeros, comparación entre año base y año 2050 en escenario de línea base y de mitigación.

Modos	2015	Escenario línea base	Escenario mitigación
		2050	2050
Caminata y bicicleta	1.0%	4.5%	15.0%
Vehículos pesados - Microbuses, buses, buses articulados	46.2%	54.1%	20.0%
Vehículos livianos pasajeros - Taxis	7.3%	4.4%	4.0%
Vehículos livianos pasajeros - Motocicletas	22.6%	11.4%	5.0%
Vehículos livianos pasajeros - Automóviles y camperos	16.6%	18.8%	10.0%
Trenes urbanos, interurbanos, metros, cables	0.3%	0.3%	40.2%
Navegación nacional	0.5%	0.7%	1.0%
Aviación nacional	5.2%	5.8%	4.8%
Total	100.0%	100.0%	100.0%

Fuente: Elaboración propia

Tabla 12. Participación modal transporte de carga comparación entre año base y año 2050 en escenario de línea base y de mitigación.

Modos	2015	Escenario línea base	Escenario mitigación
		2050	2050
Vehículos livianos carga - Camionetas	4.74%	17.6%	17.6%
Vehículos pesados carga - Camiones y tractocamiones	77.5%	40.4%	25.0%
Trenes	2.29%	10.3%	42.0%
Navegación nacional	15.2%	31.3%	15.0%
Aviación nacional	0.19%	0.4%	0.4%
Total	100.0%	100.0%	100.0%

Fuente: Elaboración propia

Tabla 13. Participación por energéticos en escenario de línea base y de mitigación.

Participación (%)	Diésel	Gasolina	GNV	Fuel oil	Jet fuel	Avigas	Electricidad	Hidrógeno	Biocombustibles avanzados
2050 mitigación	1.0	1.0	1.0				97.0		
Motocicletas									
2020 línea base	3.0	97.0					0.0		
2050 línea base	3.0	97.0					0.0		
2050 mitigación	0.0	1.0					99.0		
Vehículos pesados pasajeros									
2020 línea base	94.4	1.4	4.0				0.2		
2050 línea base	94.4	1.4	3.9				0.4		
2050 mitigación	1.7	0.0	0.1				98.0		
Vehículos pesados carga									
2020 línea base	94.7	2.1	3.1				0.1		
2050 línea base	1.0	0.5	0.5				98.0		
2050 mitigación	1.0	0.5	0.5				98.0		
Vehículos livianos carga									
2020 línea base	36.7	61.6	1.7				0.0		
2050 línea base	37.6	60.8	1.7				0.0		
2050 mitigación	1.0	0.9	0.1				98.0		

Fuente: GNV: gas natural vehicular.

En la línea base del transporte de pasajeros la demanda de energía crece a una tasa anual equivalente del 3.19% entre 2015 y 2050. La demanda en el año 2050 es el triple de la demanda del año 2015. La demanda de energía del transporte de carga en el escenario de línea base, crece más rápido que el de pasajeros, a una tasa equivalente de 3.9% en el mismo periodo. En este caso la energía del año 2050 es 3.8 veces la del año 2015. Tanto en la línea base de transporte de pasajeros como de carga se observa que la gasolina y el diésel son los energéticos dominantes durante todo el periodo de análisis.

Producto del cambio modal y la introducción de nuevas tecnologías en el escenario de mitigación de transporte de pasajeros y carga se logra suplir las necesidades con un menor consumo de energía. En el transporte de pasajeros se observa una estabilización de la energía demandada alrededor del periodo 2035-2040 y una disminución en los años posteriores. En transporte de carga la estabilización del consumo energético se logra alrededor del periodo 2040-2045, y de ahí en adelante se reduce el consumo de energía.

En el escenario de mitigación con miras a la descarbonización del sector en 2050 implica cambios drásticos en la canasta energética del sector respecto al escenario de línea base. En transporte de, la electricidad se vuelve la fuente dominante, representando el 62% de la energía en 2050, seguida por los biocombustibles avanzados (18%) y el hidrógeno (16%). Al final del periodo de análisis, los fósiles tendrían una participación inferior al 2% en una trayectoria decreciente hacia su eliminación en los años próximos al 2050.

En el escenario de mitigación del transporte de carga la electricidad también se vuelve la principal fuente de energía, representando el 83.6% de la energía consumida en 2050, seguida por el

hidrógeno (9.3%) y los biocombustibles avanzados (5.3%). En el camino hacia la descarbonización los fósiles tendrían una participación del orden del 2% en 2050.

La electricidad que se consume en el sector transporte en el escenario de mitigación proviene de fuentes más limpias respecto al escenario de línea base según como se explica en la Sección 2 de este informe. En cuanto al uso de hidrógeno en transporte, se siguió la trayectoria de descarbonización propuesta en el sector de energía (Sección 2), según la cual se contaría con hidrógeno azul en el año 2030 y con hidrógeno verde a partir del año 2040.

Vale la pena aclarar que las emisiones por generación de electricidad e hidrógeno se consideraron en el sector de producción de la energía y no en el sector transporte para evitar doble contabilidad de estas.

El escenario de mitigación que se evaluó genera una reducción de 898.4 millones de toneladas de CO₂e entre 2015 y 2050. Las acciones para reducir las emisiones inician alrededor del año 2026 y van aumentando gradualmente hasta el año 2050. En esta trayectoria la mitigación respecto a la línea base es del 16% en 2030, 44% en 2040 y 99% en 2050 (ver Figura 19). El potencial de mitigación se va incrementando a medida que cada estrategia va abarcando una mayor parte de la demanda de transporte. Es importante mencionar que las estrategias con las cuales se logra la mitigación en 2050 son las mismas que se empiezan a aplicar a partir del año 2026 según vayan estando disponibles. En este sentido el escenario evaluado no contempla pasar de la canasta actual, a una con energéticos y tecnologías de transición, para pasar finalmente a tecnologías y energéticos para la descarbonización al final del periodo de análisis. El escenario analizado pasa directamente de las tecnologías y energéticos actuales a los de descarbonización en la medida en

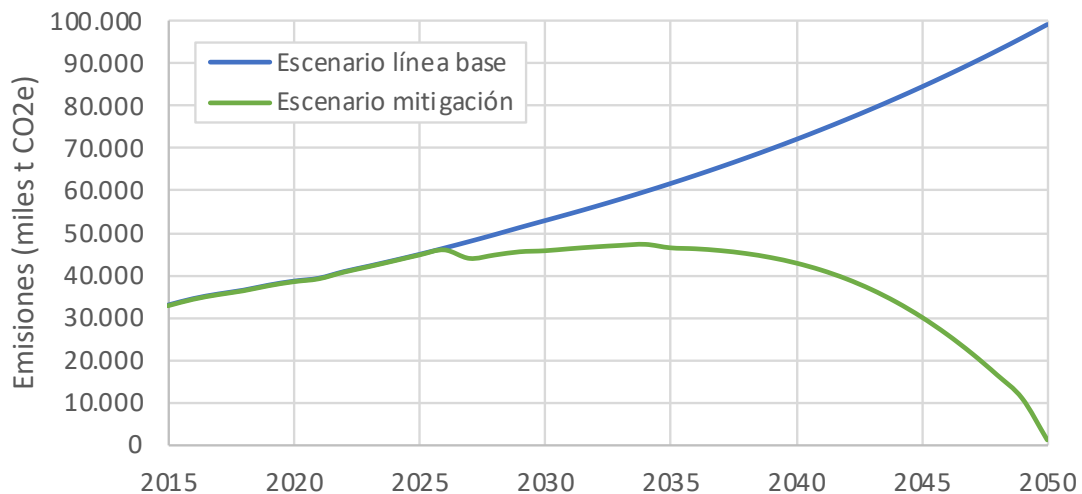


que las tecnologías empiecen a estar disponibles en el mercado según las expectativas tecnológicas que se presentan en la literatura global actual.

En el escenario de mitigación evaluado, la trayectoria de emisiones se separa de la trayectoria de la línea

base alrededor del año 2027, se presenta luego un periodo de estabilización del nivel de emisiones (un crecimiento muy lento) hasta el año 2035 en pasajeros, y hasta el 2040 en carga, y en adelante la trayectoria es decreciente tanto en transporte de pasajeros como en transporte de carga.

Figura 19. Emisiones GEI escenarios de línea base y mitigación – Transporte total.



Fuente: Elaboración propia

Tabla 14. Potencial de mitigación para transporte 2015-2050.

Tasa de descuento	9.0%	6.4%
Mitigación acumulada 2015-2050 (Mt CO2e)	894.4 Mt CO2e	40%
Reducción emisiones en 2030	8.5 Mt CO2e	16%
Reducción emisiones en 2050	106 Mt CO2e	99%
Nivel de emisiones en 2030 (Mt CO2e)	45.8 Mt CO2e	n.a
Nivel de emisiones en 2050 (Mt CO2e)	1.3 Mt CO2e	n.a

n.a: no aplica.

Fuente: Elaboración propia

El impacto neto en reducción de emisiones entre el escenario de mitigación y el de línea base es positivo, tanto para pasajeros como para carga. Sin embargo, cuando se analiza de manera separada cada segmento, se observa que las emisiones aumentan respecto a la línea base en los siguientes casos:

- En transporte de pasajeros aumentan las emisiones en el escenario de mitigación respecto al de línea base en los segmentos relacionados con navegación, trenes, metros, tranvías y cables.
- En transporte de carga aumentan las emisiones en el escenario de mitigación respecto al de línea base en el segmento de los trenes.

4.1 Análisis de costo-efectividad y costo-beneficio del escenario de mitigación

Se desarrolló un análisis de costos y cobeneficios del escenario de mitigación. Se presenta a continuación la metodología y los principales resultados.

4.1.1 Metodología para análisis de costo-efectividad del escenario de mitigación

Se calculó el costo incremental del escenario de mitigación respecto al escenario de línea base. En este análisis se consideraron los siguientes costos directos de la flota y su operación:

- 1) Costos de inversión para adquisición de la flota. Se estimó un costo anual equivalente de inversión por unidad de demanda de transporte (\$/pkm; \$/tkm) teniendo en cuenta el tiempo de vida útil de la flota.
- 2) Costo anual de operación y mantenimiento de la flota, sin incluir costos de los energéticos, expresado por unidad de demanda de transporte (\$/pkm; \$/tkm).

- 3) Costo anual de la energía, considerando la demanda anual por energético y los escenarios de proyección de precios de la energía. Este también expresado por unidad de demanda de transporte (\$/pkm; \$/tkm).

Se calculó el costo total anual en cada uno de los segmentos, como la suma de los costos de inversión, operación, mantenimiento y costos de la energía. Este análisis se desarrolló para cada segmento del transporte en los dos escenarios (línea base y mitigación).

Se consideraron los cambios esperados en los costos de las tecnologías y energéticos en las próximas décadas, así como las mejoras en eficiencia en energética en todos los segmentos.

En el análisis no se incluyeron los siguientes costos:

- i. Costos para ampliar la capacidad de la infraestructura del transporte carretero, aéreo, navegación y férreo. Se parte del supuesto que tanto el escenario de línea base como el escenario de mitigación requieren inversiones en infraestructura. En este grupo estarían también los costos asociados a infraestructura y adecuación de espacio público para incrementar la caminata y el uso de la bicicleta en áreas urbanas.
- ii. Costos de estaciones de carga (transporte eléctrico), costos por mejoras requeridas en el sistema eléctrico, costos de estaciones de combustibles fósiles.
- iii. Costos de campañas de educación que podrían ser parte de las estrategias de cambio modal.

Todos los costos fueron calculados en dólares americanos del año 2015, y se evaluaron tres escenarios de tasas de descuento (3.1%, 6.4% y 9.0%).



4.1.2 Metodología para análisis de cobeneficios del escenario de mitigación

Para el análisis de cobeneficios se seleccionaron los principales beneficios esperados con base en literatura local e internacional sobre los potenciales impactos positivos de estrategias en transporte sostenible. Los cobeneficios que se incluyen en la valoración económica están relacionados con: i) mejoras en salud de la población por reducción de la contaminación local y ruido; ii) mejoras en salud y en calidad de vida asociadas al uso de modos activos de transporte (i.e., caminata y bicicleta); iii) mejoras en salud y reducción de costos de atención médica por disminución de siniestros en el modo carretero; iv) reducción de la congestión en áreas urbanas.

Además de estos cobeneficios, en la literatura se identifican otros asociados a prácticas más sostenibles del transporte como, por ejemplo: generación de empleo y creación de nuevas cadenas productivas por nuevas tecnologías, aumento en los espacios públicos para la gente, generación de zonas urbanas para una mejor calidad de vida, mejor calidad del servicio de transporte público. Estos son solo algunos ejemplos que muestran que los cobeneficios de contar con mejores sistemas de transporte pueden ser muy superiores a la estimación que se desarrolló en este estudio.

A continuación, se explican estos cobeneficios y los principales supuestos para desarrollar las estimaciones. En la Tabla 15 se presentan los valores que se utilizaron como referencia para el análisis.

- Beneficios en salud por reducción de la contaminación local: el transporte es la principal fuente de emisión de contaminantes locales en las ciudades colombianas (IDEAM, 2016). El material particulado es el contaminante más crítico por los altos niveles que presenta y por los efectos en salud asociados. Debido a la magnitud de los

impactos que genera en morbilidad y mortalidad, la contaminación del aire se considera el problema más relevante en salud ambiental en Colombia (DNP, 2017). Las pérdidas en vidas, productividad y los costos asociados al sistema de salud por mala calidad del aire generan al país costos de 15.4 billones de pesos cada año (DNP, 2017).

Se estimó el beneficio del transporte sobre la calidad del aire teniendo en cuenta la cantidad de emisiones de PM2.5 que se evitan por reducir el uso de diésel y gasolina en el escenario de mitigación. Estos dos son los principales energéticos del transporte carretero en la línea base y por lo tanto son un buen indicador del nivel de emisiones. Para estimar la reducción de emisiones de PM2.5 se tuvo en cuenta la tecnología predominante de la flota, pues esto determina el nivel de emisión por unidad de distancia recorrida.

- Beneficios en salud por aumentar la actividad física por usar bicicleta y caminar como parte del transporte diario: diferentes estudios a nivel internacional han demostrado los beneficios en salud derivados de aumentar de la actividad física. Un análisis para diferentes ciudades en el mundo muestra que las personas físicamente activas tienen en promedio 27% menos días de incapacidad por enfermedad al año y el 73% de los empleados que usan la bicicleta para ir al trabajo se sienten más productivos (TfL, 2015, 2016).

Los beneficios asociados a la caminata y uso de la bicicleta se calcularon según el aumento en la participación de estos dos modos en el escenario de mitigación respecto al escenario de línea base y teniendo en cuenta los impactos reportados en estudios internacionales por unidad de demanda nueva en estos modos

- Beneficios en salud por reducción del ruido: el ruido generado por los sistemas de transporte

genera impactos en la salud por exposición de largo plazo relacionados con estrés, pérdidas en productividad, así como molestias por la exposición temporal a altos niveles de ruido (Korzhenyevych et al., 2014). La estimación de cambios en el nivel de ruido asociado a la actividad vehicular es compleja debido a la cantidad de factores que intervienen en su generación (Gössling et al., 2019a). Los factores más relevantes en la generación de ruido por el transporte urbano son: tipo de vehículos, tipo de motor, velocidad de viaje, patrón de conducción y condiciones de carga, tipo de pavimento y condiciones, distancia, barreras entre las fuentes de emisión y los receptores, hora del día en que se emite el ruido.

Diferentes estrategias de las consideradas en el escenario de mitigación podrían generar reducción de ruido. Sin embargo, dada la alta incertidumbre en la estimación de este cobeneficio, se siguió una aproximación conservadora para estimar los cobeneficios económicos. Únicamente se consideró el beneficio en la reducción del ruido por la sustitución de modos motorizados por el uso de la bicicleta y la caminata. Este beneficio se estimó según el aumento en la participación de estos dos modos en el escenario de mitigación respecto al escenario de línea base y teniendo en cuenta valores de referencia de los costos evitados según estudios internacionales.

• **Siniestralidad vial:** la siniestralidad vial se encuentra dentro de las 10 primeras causas de mortalidad en Colombia. La tasa de mortalidad por siniestros viales de 14.87 por cada 100,000 habitantes del año 2015 está muy por encima de la meta establecida en los ODS de 8.35 para el año 2030 (DNP, 2019). La siniestralidad vial genera costos externos por pérdida de productividad, costos de atención en servicios de salud (adicionales a los que cubre el SOAT) y por el sufrimiento que genera en las personas cercanas del que tiene un accidente de transporte.

Se estimó el cobeneficio de reducción de siniestralidad vial con base en la disminución del uso de modos motorizados carreteros para el transporte de pasajeros y carga, comparando el escenario de mitigación con el de línea base, y considerando costos de referencia de estudios globales. Este ejercicio es una primera aproximación al orden de magnitud del beneficio, y se requiere un análisis mucho más detallado para poder determinar los impactos que genere el escenario de mitigación.

• **Congestión:** el DNP estima que debido a la congestión vial en Colombia se pierde anualmente una cifra equivalente al 2% del PIB. Esta pérdida resulta de 7 millones de horas al año perdidas por congestión en Bogotá y 4 millones en otras ciudades del país (DNP, 2020)(DNP, n.d.). Además de las pérdidas en productividad, también se asocia a la congestión la reducción en la calidad de vida.

Calcular la reducción de la congestión por cambios en los patrones de movilidad implica el uso de modelos de tráfico por ciudad. Esta aproximación está fuera del alcance de este estudio. Como una aproximación al orden de magnitud esperado en beneficios, se hizo un análisis agregado según la disminución del uso de modos motorizados carreteros para el transporte de pasajeros y carga, comparando el escenario de mitigación con el de línea base.

La aproximación general para definir los valores económicos para cada uno de los cobeneficios es la siguiente (Los valores de referencia utilizados para el ejercicio se resumen en la Tabla 15):

- 1. Revisión de estudios de valoración de beneficios económicos locales e internacionales.
- 2. Selección de valores que representen los beneficios, estimación de valores normalizados por unidad de análisis compatible con las salidas del modelo de transporte (v.g., \$/PKM).



- 3. Transferencia de beneficios para los valores de estudios internacionales, utilizando la relación entre GDP corregido por PPP.
- 4. Estimación de costos comparando los resultados del escenario de mitigación con los del escenario de línea base.

Tabla 15. Valores de referencia para el análisis de cobeneficios.

Cobeneficio	Beneficios en salud por reducción de contaminación local
Valor unitario	145,000 dólares por toneladas de PM2.5 evitada.
Principales supuestos de los estudios considerados	Análisis que incluyen los beneficios por morbilidad y mortalidad en cuanto a costos directos de salud, pérdida de productividad y valor estadístico de la vida.
	Se seleccionaron valores de tres estudios como referencia: - 225,700 USD/t PM2.5: estimación propia a partir de análisis para Bogotá (Castillo & Behrentz, 2010)(Sefair et al., 2019). - 90,400 USD/t PM2.5: transferencia de beneficios de estudio para la Unión Europea (Korzhenyevych et al., 2014). - 120,100 USD/t PM2.5: transferencia de beneficios de estudio para la Estados Unidos (US EPA, 2013).
Cobeneficio	Beneficios en salud por reducción del ruido de fuentes vehiculares
Valor unitario	0.0030 dólares por unidad de actividad de transporte motorizado reducida (pkm). Transferencia de beneficios de estudio sobre diferentes centros urbanos de la Unión Europea (Gössling et al., 2019b).
Principales supuestos de los estudios considerados	El valor considera los costos directos por salud, pérdida de productividad, el costo por la incomodidad y la reducción del valor de propiedades. Se analizaron tres referencias: - 0.0018-0.0045 USD/pkm: transferencia de beneficios de estudio para la Unión Europea (Korzhenyevych et al., 2014). - 0.0030 USD/pkm: transferencia de beneficios de estudio sobre diferentes centros urbanos de la Unión Europea (Gössling et al., 2019b). - 0.0034 USD/pkm: transferencia de beneficios de valor promedio de revisión de múltiples estudios para países desarrollados (VTPI, 2018).
Cobeneficio	Beneficios en salud por aumentar actividad física por transporte activo
Valor unitario	0.223 dólares por unidad de actividad de transporte adicional en bicicleta (pkm). 0.402 dólares por unidad de actividad de transporte adicional caminando (pkm). Transferencia de beneficios por uso de la bicicleta y por caminata de estudio para múltiples centros urbanos de la Unión Europea (Gössling et al., 2019b).

<p>Principales supuestos de los estudios considerados</p>	<p>Beneficios en salud privados y sociales por incremento de la actividad física, ahorros directos al sistema de salud, ahorros por pérdida de productividad, ahorros por prolongación del tiempo de vida. Estos asociados a la reducción del riesgo de sufrir enfermedades cardiovasculares, varios tipos de cáncer, diabetes, depresión y obesidad.</p> <p>Se consideraron las siguientes referencias: - Caminata 0.352 USD/pkm y bicicleta 0.234 USD/pkm: transferencia de beneficios por nuevos viajes caminando y en bicicleta de estudio para Australia (Department of Transport, 2016). - Caminata 0.402 USD/pkm y bicicleta 0.223 USD/pkm: transferencia de beneficios por caminata de estudio para múltiples centros urbanos de la Unión Europea (Gössling et al., 2019b). - Caminata 0.566 USD/pkm y bicicleta 0.283 USD/pkm: Transferencia de beneficios por caminata de estudio para Nueva Zelanda (NZT, 2018).</p>
<p>Cobeneficio</p>	<p>Beneficios por reducción de la siniestralidad vial</p>
<p>Valor unitario</p>	<p>Entre 0.003 y 0.022 USD/pkm: valores estimados para Bogotá según modo de transporte (Espinosa, 2018).</p>
<p>Principales supuestos de los estudios considerados</p>	<p>Costos económicos por pérdida de productividad, costos de atención en servicios de salud (adicionales a los que cubre el seguro básico) y por el sufrimiento que genera en las personas cercanas a quien sufre un accidente de transporte</p> <p>- Entre 0.003 y 0.017 USD/pkm: transferencia del costo de la externalidad para Santiago de Chile según modo de transporte (Rizzi & De La Maza, 2017). - Entre 0.003 y 0.022 USD/pkm: valores estimados para Bogotá según modo de transporte (Espinosa, 2018).</p>
<p>Cobeneficio</p>	<p>Beneficios por reducción de la congestión</p>
<p>Valor unitario</p>	<p>Entre 0.016 y 0.062 USD/pkm: valores estimados para Bogotá en hora valle según modo de transporte (Espinosa, 2018). Dada la alta incertidumbre por la metodología de aproximación en un modelo agregado y de largo plazo, se seleccionaron los valores de Bogotá en hora valle para una aproximación más conservadora para la representación de todas las zonas urbanas de Colombia.</p>
<p>Principales supuestos de los estudios considerados</p>	<p>Costos económicos por pérdida de productividad.</p> <p>- Entre 0.014 y 0.078 USD/pkm: transferencia del costo de la externalidad en hora valle para Santiago de Chile según modo de transporte (Rizzi & De La Maza, 2017). - Entre 0.016 y 0.062 USD/pkm: valores estimados para Bogotá en hora valle según modo de transporte (Espinosa, 2018). - Entre 0.062 y 0.374 USD/pkm: transferencia del costo de la externalidad en hora pico para Santiago de Chile según modo de transporte (Rizzi & De La Maza, 2017). - Entre 0.11 y 0.58 USD/pkm: valores estimados para Bogotá en hora pico según modo de transporte (Espinosa, 2018).</p>

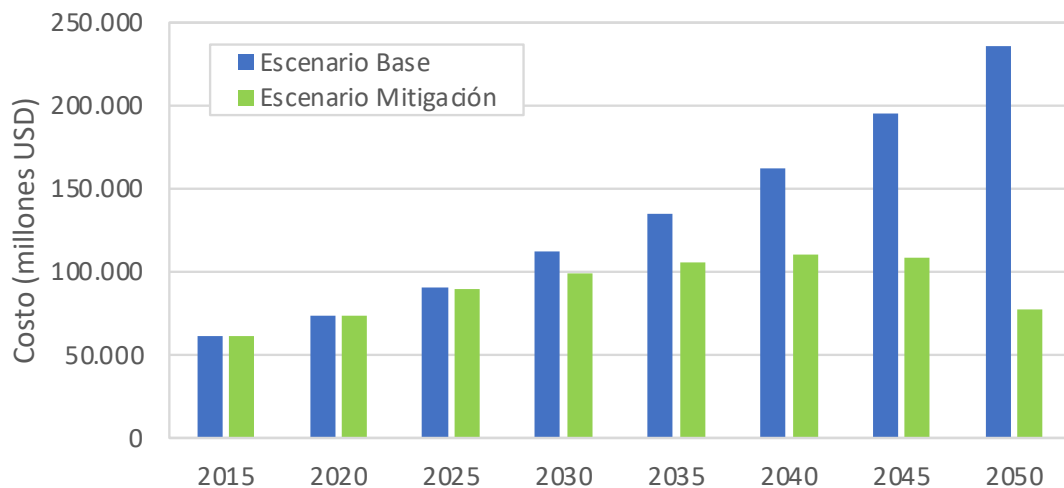


4.1.3 Resultados de costos y beneficios de la implementación del escenario de mitigación

Durante el periodo de análisis, el escenario de mitigación genera ahorros en costos de inversión, operación y mantenimiento y energía demandada respecto al escenario de línea base (Figura 20). Los ahorros del escenario de mitigación se incrementan

hacia el final del periodo de análisis. Suplir la demanda de transporte de pasajeros y carga tiene un costo equivalente de 235,548 millones de dólares en 2050 en el escenario de línea base, mientras que se logra cubrir la misma demanda por la tercera parte del costo con las opciones consideradas en el escenario de mitigación.

Figura 20. Comparación de costos de inversión, operación, mantenimiento y energía entre los escenarios de línea base y mitigación.



Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 16 se presentan los resultados de costos por escenario, se muestran los costos incrementales entre el escenario de mitigación y línea base, para tres tasas de descuento. Para los tres escenarios de tasas de descuento los portafolios son gana-gana. Es decir, que el costo del escenario de mitigación tanto en transporte de pasajeros como en carga es inferior al costo asociado en la línea base.

Los resultados indican que, al considerar los costos normalizados en la vida útil de la flota, las opciones del escenario de mitigación son más favorables que las consideradas en el escenario de línea base.

Bajo la metodología de análisis que se utilizó, en la cual todos los costos están normalizados por unidad de demanda (v.g., USD/pkm), no se están teniendo en cuenta los costos que podrían generarse por sustituir capacidad instalada antes de que ésta cumpla su vida útil. Sin embargo, por la velocidad de implementación propuesta para las acciones del escenario de mitigación, es probable que se incurra en ese tipo de costos, por lo que se requieren análisis adicionales que permitan estimar los tiempos de implementación de las nuevas tecnologías minimizando la necesidad de dejar de usar flota e infraestructura que aún cuenta con tiempo de vida útil.

El mensaje que se deriva del análisis es que, bajo prácticas de planeación adecuadas de mediano y largo plazo, si las medidas de mitigación inician con suficiente tiempo, se lograría una reducción

significativa en los costos del transporte con la incorporación de las acciones propuestas en el escenario de mitigación.

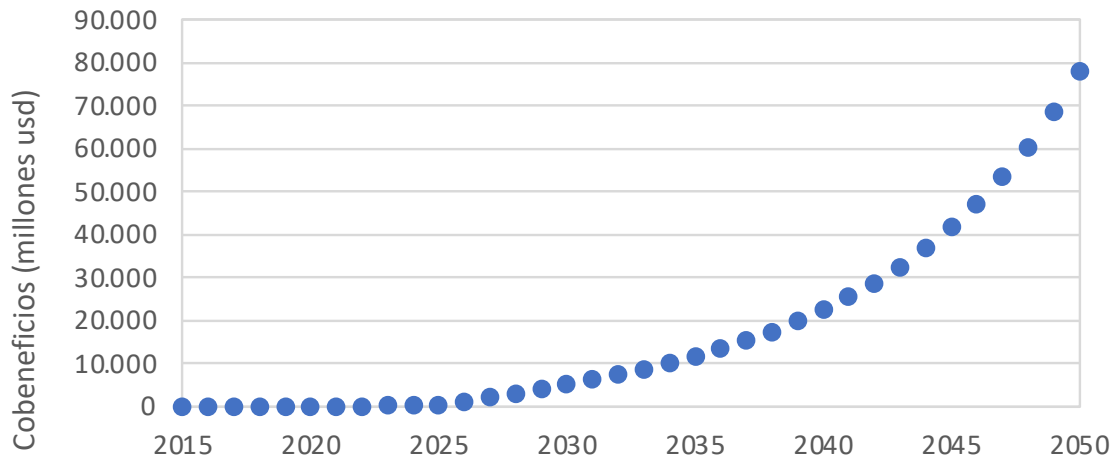
Tabla 16. Costos incrementales entre escenario de mitigación y línea base: inversión, operación, mantenimiento y energía

	Segmento	Transporte de pasajeros			Transporte de carga			Transporte total		
		Tasa de descuento	9.0%	6.4%	3.1%	9.0%	6.4%	3.1%	9.0%	6.4%
Costo Escenario línea base	Miles de millones dólares	832	1,157	1,946	255	361	623	1,087	1,518	2,569
Costo Escenario de mitigación	Miles de millones dólares	725	959	1,485	229	312	510	954	1,271	1,995
Costo incremental (mitigación - línea base)	Miles de millones dólares	-107	-199	-461	-27	-49	-113	-134	-247	-574
Costo incremental (mitigación - línea base)	Millones de toneladas	579.1			315.3			894.4		
Costo efectividad	USD/t CO ₂ e	-185	-343	-796	-84	-155	-357	-149	-276	-641

Fuente: Elaboración propia

Los cobeneficios anuales por la implementación del escenario de mitigación alcanzan un valor de 78 millones de dólares al final del periodo de análisis (Figura 21). El valor presente neto de los cobeneficios se presenta en la Tabla 17. Dependiendo de la tasa de descuento, éstos representan entre 58,300 y 69,300 millones de dólares en el periodo analizado.

Figura 21. Cobeneficios del escenario de mitigación.



Fuente: Elaboración propia

La reducción de la congestión y los beneficios en salud por aumentar la actividad física (caminata y bicicleta) son los principales cobeneficios por su aporte durante el periodo de estudio (ver Figura 22). En el año 2030 la reducción de la congestión representa el 52% de los cobeneficios, y la actividad física el 26%. En el año 2050 los beneficios de la actividad física pasan a representar el 56% de los cobeneficios y la congestión el 31%.

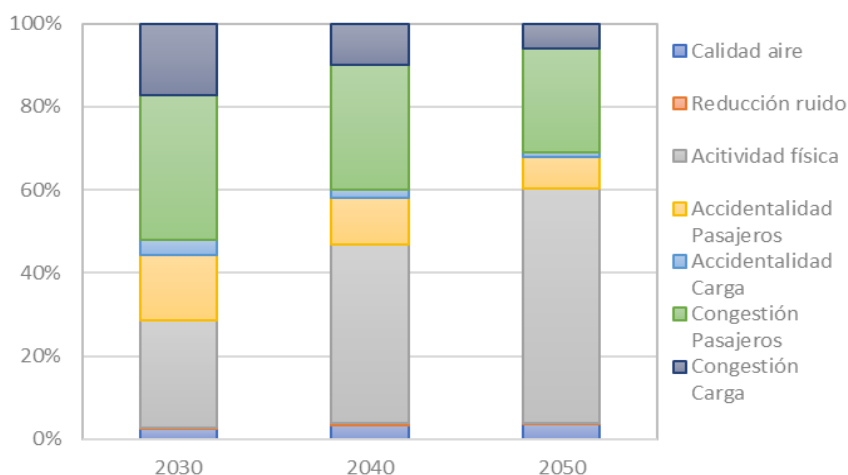
Adicionalmente, se estimó el costo social del carbono (CSC) y la diferencia entre escenarios. En los supuestos transversales del estudio se seleccionó un valor de 13.7 USD/t CO₂e para el CSC en el escenario de línea base, y de 3.16 USD/t CO₂e en el escenario de mitigación. En la Tabla 17 se presenta el costo evitado en el escenario de mitigación respecto al de línea base.

Tabla 17. Cobeneficios del escenario de mitigación.

Tasa de descuento	9.0%	6.4%	3.1%
Cobeneficios (millones dólares)	58,300	109,880	260,210

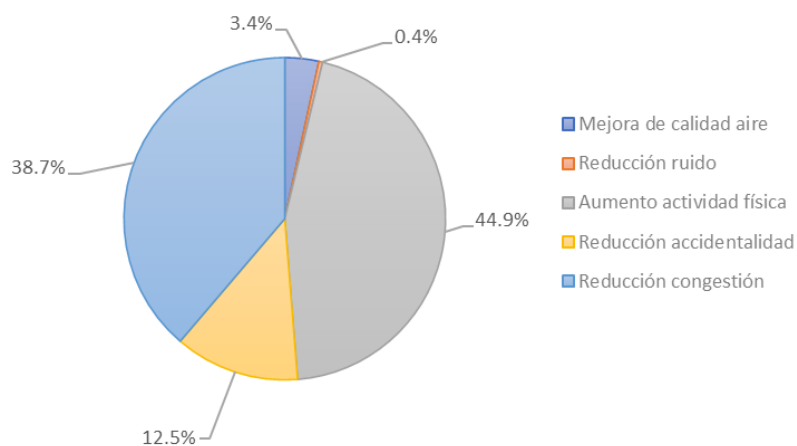
Fuente: Elaboración propia

Figura 22. Distribución anual de diferentes cobeneficios en los cobeneficios netos del escenario de mitigación.



Fuente: Elaboración propia

Figura 23. Distribución según el aporte de diferentes cobeneficios en el periodo 2015-2050 del escenario de mitigación, tasa de descuento del 6.4%.



Fuente: Elaboración propia

En la Figura 24 se presentan los beneficios netos anuales que genera el escenario de mitigación en comparación con el de línea base, teniendo en cuenta: i) ahorros directos de la medida: diferencia

entre escenario de mitigación y de línea base asociado a inversión, operación, mantenimiento y costo de la energía; ii) ganancias por cobeneficios generados en el escenario de mitigación respecto

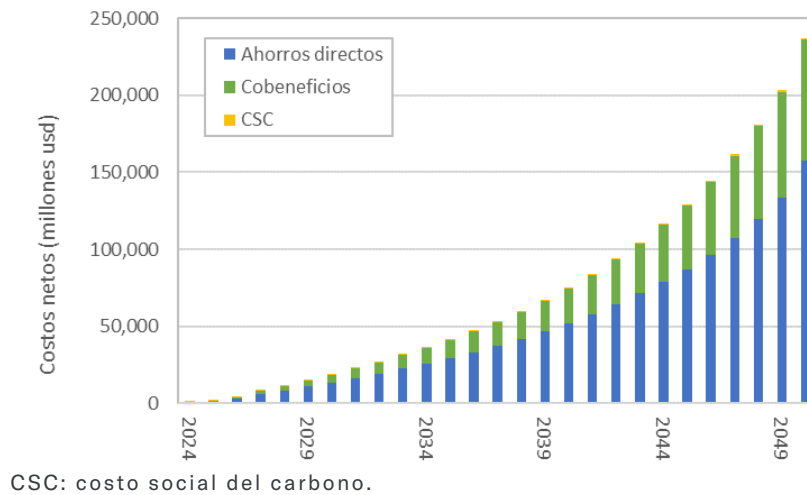
al de línea base; y iii) ahorro en costo social del carbono en el escenario de mitigación respecto al de línea base.

la energía. Los cobeneficios llegan a aportar el 34% de los beneficios totales y los ahorros del CSC un 0.5% adicional.

El escenario de mitigación implica beneficios netos hasta de 237,000 millones de dólares al año (sin descontar). La mayor parte se explica por los ahorros en inversión, operación, mantenimiento y costo de

En la Tabla 18 se presenta el costo de abatimiento del escenario de mitigación para los tres escenarios de tasas de descuento comparando el resultado con y sin cobeneficios.

Figura 24. Beneficios netos: ahorros directos, cobeneficios y costo social del carbono.



Fuente: Elaboración propia

Tabla 18. Costo de abatimiento considerando los cobeneficios y el CSC.

Tasa de descuento	9.0%	6.4%	3.1%
Costo de abatimiento sin cobeneficios (USD/t CO ₂ e)	-149	-276	-641
Costo de abatimiento con cobeneficios y CSC (USD/t CO ₂ e)	-215	-401	-936

Fuente: Elaboración propia

4.2 Principales resultados y mensajes finales

- El portafolio de mitigación analizado en este ejercicio muestra que una apuesta por una distribución modal más eficiente y por tecnologías y energéticos de menor intensidad de carbono, permitiría reducir de manera significativa el consumo de energía del sector transporte.

- El portafolio de mitigación en transporte de pasajeros implica una apuesta por una participación prioritaria de transporte público (participación del 60%) con tecnologías más eficientes. En sistemas de transporte público urbano sería una combinación entre buses eléctricos, trenes, tranvías, metros y cables. En transporte interurbano incluye una mayor participación de trenes y barcos, y una menor participación de la aviación en los viajes más cortos. Esto significa que el uso de transporte privado no podría continuar creciendo a las tasas de la línea base.

- En transporte urbano de pasajeros, el aumento de la caminata y uso de la bicicleta (llegando a representar 15% de la demanda) es una apuesta fundamental.

- En transporte de carga se lograría una distribución modal más eficiente con mayor participación de trenes y barcos, para sustituir a los camiones como el modo predominante. Para todos los modos se requiere la sustitución por mejores tecnologías respecto a las actuales. Según estudios globales las opciones con menor intensidad de carbono incluyen: trenes eléctricos; barcos con biocombustibles de última generación e hidrógeno (para los viajes más largos); en camiones el uso de electricidad e hidrógeno (en algunos casos); y en aviación, la sustitución de los viajes más cortos por

otras opciones y la sustitución de fósiles por biocombustibles de última generación.

- Dado que el transporte se ha caracterizado por ser el principal sector consumidor de energía, esto tendría implicaciones en todo el sistema energético nacional. Bajo el escenario de mitigación, la demanda de energía en el escenario de mitigación es el 40% de la demanda del escenario de referencia, para el año 2050.

- El portafolio de mitigación genera ahorros entre 133,500 y 573,600 millones de dólares entre 2020 y 2050, según la tasa de descuento que se utilice para la evaluación (9.0%; 6.4% o 3.1%). Estos ahorros se refieren a costos de inversión, operación, mantenimiento y consumo de energía. Adicionalmente, por cobeneficios se generaría un valor adicional entre 58,300 y 260,200 millones en el mismo periodo.

- El portafolio de mitigación en transporte permite una reducción de 894.4 millones de toneladas de CO₂e en todo el periodo de análisis, lo que equivale a mitigar el 40% de las emisiones proyectadas en la línea base y el 99% de las emisiones del sector transporte en el año 2050.

- En el escenario de mitigación se modeló una entrada gradual de las tecnologías, que va aumentando con forma exponencial entre el año de inicio de cada medida y el año 2050. Por esta razón, a pesar de tener un escenario de mitigación en 2050 correspondiente al de un sector descarbonizado, la mitigación es relativamente pequeña hasta el año 2030. Dado que es muy importante la trayectoria de emisiones entre 2020 y 2050, porque es lo que define el potencial de mitigación acumulado, para la implementación de las acciones de mitigación se requieren estrategias que permitan ir anticipando posibles cuellos de botella y que permitan ir superando barreras para acelerar la entrada de las nuevas tecnologías. En la medida en que esas acciones complementarias se



consideren de manera oportuna será posible lograr mayores niveles de reducción de emisiones antes del 2050.

- Los tiempos de adopción de nuevas tecnologías toman décadas, por esa razón no es claro el beneficio de pasar por un conjunto de tecnologías y energéticos de transición antes de implementar las correspondientes a un escenario de descarbonización en dos o tres décadas. Diferentes estudios a nivel internacional sustentan que el paso por tecnologías y energéticos de transición podrían generar mayor dependencia de los fósiles en el largo plazo, adicionando barreras a la descarbonización de los sectores. Dado que la selección de las tecnologías y energéticos para la descarbonización en cada uno de los sectores de consumo final de energía tendrá que ser consistente con un portafolio optimizado para toda la economía nacional, y no solo para el transporte, se requiere entender mejor cómo apuestas por energéticos de transición como el gas natural en transporte (Ley 2128 de 2021) o el uso de mezclas de biocombustibles convencionales pueden aportar en la descarbonización de la economía.

- Uno de los principales costos que se ha identificado en diferentes estudios a nivel internacional en los portafolios de mitigación en transporte, es el de reemplazar infraestructura y tecnología que aún tiene tiempo de vida útil. Este es un aspecto que deberá seguirse analizando en próximos estudios, y que es de gran importancia para poder diseñar las trayectorias óptimas de entrada de las medidas de mitigación y de nuevas tecnologías. Los análisis de costos de las medidas de mitigación de transporte requieren ser complementados con una evaluación de los costos asociados a la infraestructura de transporte, tanto de la línea base como del escenario de mitigación. Se tiende a considerar como una barrera el costo de la infraestructura de transporte para escenarios de mitigación, pero es necesario contrastarlos con los costos de suplir una demanda creciente con los modos actuales de transporte.

Otro costo que es necesario considerar es el de reconfiguración de las ciudades para lograr los componentes de desarrollo orientado al transporte sostenible propuestos en la NDC y en la E2050, los cuales van en línea con las metas de mayor participación del transporte público, caminata y bicicleta.

- En este estudio la demanda de transporte de carga se proyectó partiendo de la cantidad de carga que se transporta hoy en día en Colombia y utilizando como driver la tasa de crecimiento de la economía nacional. Como lo muestran las estadísticas de carga a nivel nacional (Ministerio de Transporte, 2019), los segmentos fluviales y férreo se utilizan prioritariamente para transportar productos minero-energéticos y éste tipo de productos también aporta en la demanda de carga por carretera. Bajo un escenario de descarbonización global al 2050 es muy probable que disminuya el transporte asociado a productos minero-energéticos. Este es un aspecto que podría ser analizado en próximos ejercicios con diferentes objetivos: i) estimar cambios en la demanda de transporte de carga asociado a los productos minero-energéticos en escenarios de descarbonización y su impacto en las emisiones GEI del transporte; ii) analizar posibles usos de la infraestructura existente para transporte de otros productos; iii) identificar las implicaciones sociales y económicas por posibles cambios en el transporte de productos minero-energéticos.

- Se requieren análisis complementarios del transporte de pasajeros que permitan identificar a nivel urbano, según las características de las diferentes ciudades de Colombia, cómo se reflejan en el territorio las estrategias de mitigación propuestas en este estudio de nivel nacional. Información más detallada a nivel de ciudad permitirá entender mejor cuáles son los tiempos óptimos de implementación de las diferentes acciones, así como identificar posibles trayectorias partiendo desde los planes de ordenamiento territoriales vigentes hacia una estrategia nacional de descarbonización en 2050.

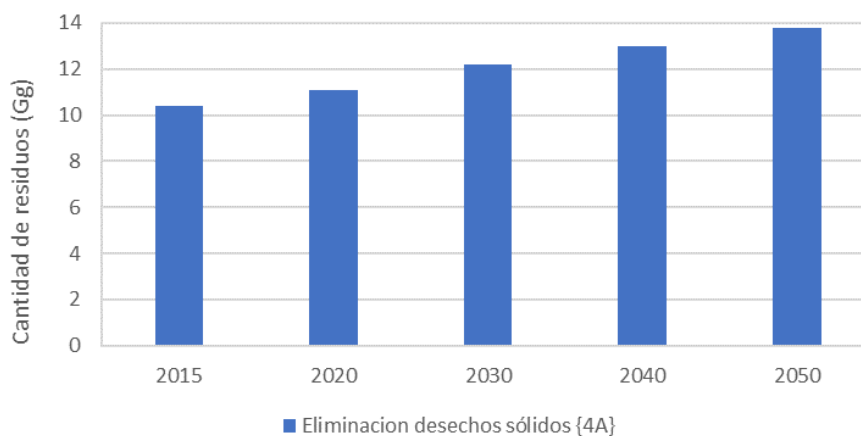
5. Gestión de residuos

Las medidas de mitigación de residuos parten de la línea base que constituye el escenario de referencia de la NDC 2020. Durante el periodo de análisis en el escenario de referencia de la actualización de la NDC de Colombia (2015-2050), las emisiones con participación predominante en el sector fueron las generadas por la disposición final de residuos sólidos municipales (39.4% en 2050) y por la gestión de aguas residuales industriales (50.8% en 2050), especialmente de las industrias de almidón, seguida por la de sustancias químicas orgánicas y otros alimentos, que constituyen el 71.6% de las emisiones generadas por la gestión de aguas residuales

industriales en 2050 (Pelgrims et al., 2020). Por esta razón, en el presente estudio se prioriza la gestión de residuos sólidos municipales y aguas residuales industriales dentro de la modelación de las emisiones para el escenario de referencia y para la propuesta de medidas de mitigación.

Según la cantidad de residuos generada en la línea base (ver Figura 25) se diseñaron las opciones de mitigación que permitan satisfacer esas necesidades de gestión de los materiales y tratamiento de residuos (sólidos y aguas residuales) con el mínimo nivel de emisiones GEI posible.

Figura 25. Cantidad de residuos generada en la línea base 2012-2050.



Fuente: Elaboración propia

Dentro del escenario de mitigación evaluado para el subsector de disposición final de residuos sólidos domiciliarios se incluyen las siguientes medidas:

- i) A partir de 2025, digestión anaerobia de la totalidad de los residuos domésticos de comida y jardín y posterior compostaje de los biosólidos obtenidos de la digestión para su uso como fertilizante¹. La puesta en marcha y correcto

¹ Las plantas de digestión anaerobia propuestas para el aprovechamiento de la fracción orgánica de los residuos municipales podrían evolucionar en el futuro hacia el concepto de biorrefinerías, en las que, además de fertilizantes y de biogás para la producción de energía, se pueden obtener productos como combustibles, plásticos, materiales sintéticos e insumos para la industria química (EMF - Ellen MacArthur Foundation, 2017). Las biorrefinerías también podrían incluir sistemas de tratamiento de aguas residuales y aprovechamiento de los lodos generados. La implementación del concepto de biorrefinerías requiere la maduración de las tecnologías empleadas dado que la mayoría de biorrefinerías existentes se encuentran en etapa de investigación y desarrollo, piloto o de demostración a pequeña escala. Sin embargo, existen desafíos respecto a la financiación del desarrollo tecnológico para alcanzar la escala industrial (Aristizábal-Marulanda & Cardona Alzate, 2019).



funcionamiento de esta medida depende de la implementación de un esquema de separación en la fuente y recolección diferenciada de los residuos de comida domiciliarios y los residuos de jardín.

- ii) Sobre el reciclaje de materiales, en términos de mitigación sobre el sector residuos, se evalúa desde 2025 el efecto en la mitigación del reciclaje del 70% del papel que en el escenario de línea base es enviado a sitios de disposición final.
- iii) Dado su aporte a las emisiones en los sitios de disposición final, se evalúa la incineración con aprovechamiento energético a partir de 2025 de la totalidad de la fracción de pañales de los residuos sólidos domiciliarios, así como el 30% restante del papel que no fue objeto de reciclaje en la medida anterior.

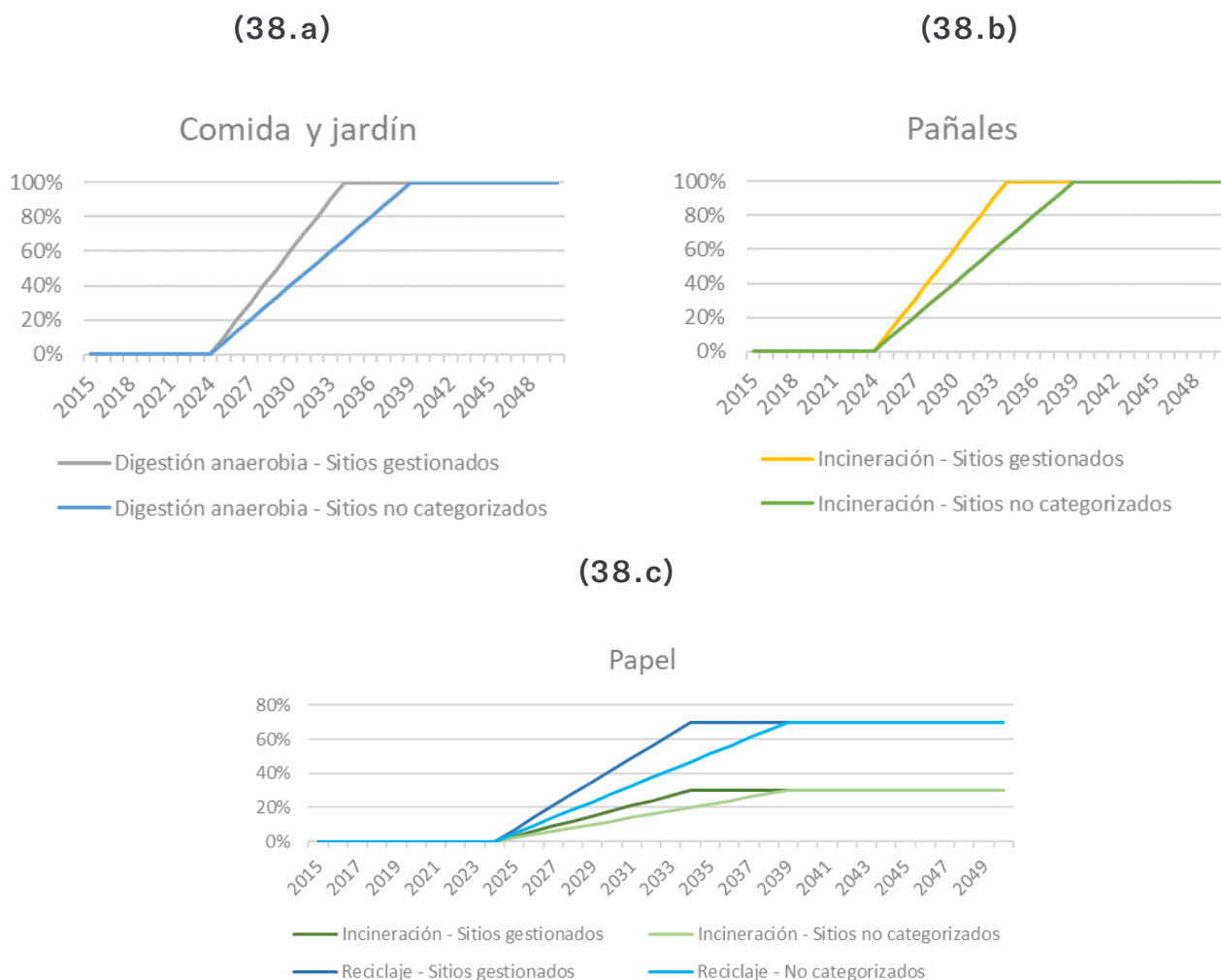
La velocidad de implementación de las medidas propuestas depende, por un lado, del tiempo requerido para implantar el esquema de la recolección diferenciada, y, por el otro lado, del

tiempo para la instalación y puesta en marcha de las tecnologías.

La gradualidad de implementación de las medidas se planteó de manera diferencial para los sitios de disposición final gestionados (v.g., rellenos sanitarios) y para los sitios no categorizados (v.g., botaderos a cielo abierto). En ambos casos las medidas de mitigación inician en el año 2025 y se van implementando de manera gradual. Se supuso que en los sitios gestionados la implementación total de las medidas tardaría 10 años y en los sitios no categorizados tardaría 15 años.

En la Figura 26 se presentan los tiempos de implementación de las medidas, según el tipo de disposición final con el que se cuenta en la línea base. La figura muestra la diferencia en la velocidad de implementación de las medidas de mitigación, que depende de si son implementadas en sitios de disposición final gestionados (por ejemplo, en rellenos sanitarios) o si se implementan para los residuos que se disponen en sitios de disposición final no categorizados (por ejemplo, en botaderos a cielo abierto).

Figura 26. Porcentaje de residuos desviados de sitios de disposición final respecto a la categoría 4A del IPCC (Eliminación de desechos sólidos) en el escenario de línea base.



Fuente: Elaboración propia

Para el subsector tratamiento y eliminación de aguas residuales industriales se evaluó la siguiente medida: a partir de 2025, digestión anaerobia de los lodos de tratamiento de aguas residuales de las industrias de almidón, sustancias químicas orgánicas y otros alimentos, con un porcentaje de recuperación de biogás de 95%. El biogás obtenido de este proceso puede emplearse para la producción

de energía eléctrica o como sustituto del gas natural para fines térmicos o en transporte.

En la Tabla 19 se presentan los principales resultados de las medidas evaluadas, y su comparación respecto al escenario de línea base (o BAU) del sector residuos y de los subsectores de residuos sólidos domiciliarios y aguas residuales.



El escenario de mitigación evaluado para residuos sólidos domiciliarios permite reducir el 49% de las emisiones que se tendrían en 2030 y el 83% de las que se tendrían en 2050 en la línea base del subsector. Respecto a las emisiones acumuladas del subsector entre 2015 y 2050 permitiría mitigar el

52% de las emisiones de CO₂e (ver Figura 27). Para el subsector de tratamiento y eliminación de aguas residuales se observa una reducción del 58% de las emisiones en 2050 y una mitigación acumulada de 45% entre 2015 y 2050.

Tabla 19. Potencial de mitigación subsector disposición final residuos sólidos domiciliarios y subsector tratamiento y eliminación de aguas residuales 2015-2050.

Emisiones CO ₂ e	Reducción respecto al BAU subsector disposición final residuos sólidos domiciliarios		Reducción respecto al BAU subsector tratamiento y eliminación aguas residuales		Reducción respecto al BAU total sector residuos	
	Cantidad [Mt CO ₂ e]	Reducción [%]	Cantidad [Mt CO ₂ e]	Reducción [%]	Cantidad [Mt CO ₂ e]	Reducción [%]
Mitigación acumulada 2015-2030	22.79	11	40.03	23	62.82	16
Mitigación acumulada 2015-2050	252.63	52	247.50	45	500.13	47
Nivel de emisiones en 2030¹	6.81	49	6.47	53	14.15	49
Nivel de emisiones en 2050¹	2.61	83	10.17	58	13.76	66

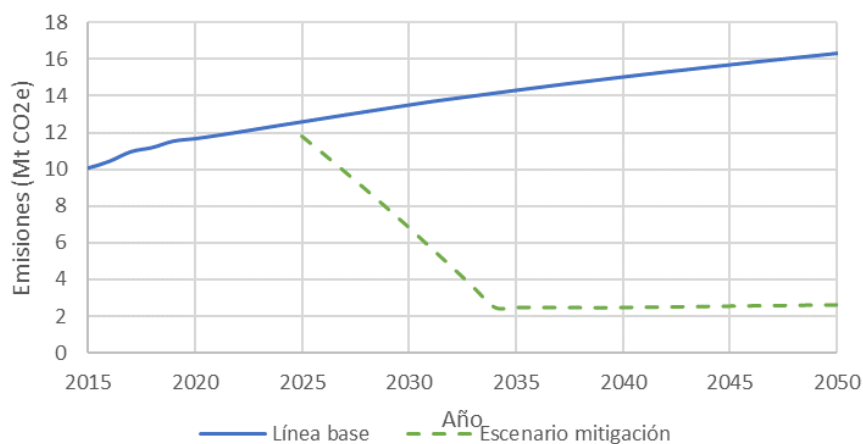
¹Son las emisiones que se siguen emitiendo después de implementar las medidas.

Fuente: Elaboración propia

En la Figura 27 se presenta el escenario de línea base y el de mitigación para los residuos sólidos domiciliarios. En este caso y teniendo en cuenta la viabilidad técnica y la puesta en marcha del esquema de recolección diferenciada se consideró que todas

las medidas se implementan escalonadamente entre 2025 y 2039. Con estas acciones se lograría una reducción drástica de las emisiones de CO₂e alrededor del 2034, y a partir de ese año se lograría una estabilización de las emisiones del subsector.

Figura 27. Escenario de mitigación subsector residuos sólidos domiciliarios 2015- 2050.



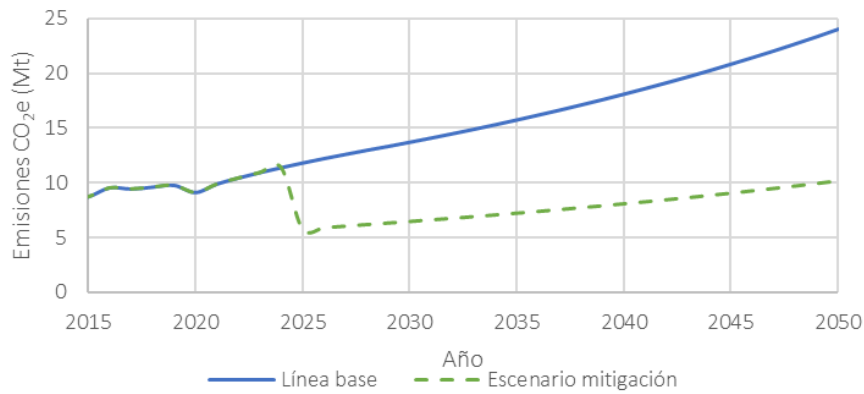
Fuente: Elaboración propia

En la Figura 28 se observa la comparación entre el escenario de línea base del subsector de eliminación y tratamiento de aguas residuales y el escenario con la implementación de la medida de aprovechamiento de lodos. Este subsector está compuesto por las aguas residuales domésticas y las aguas residuales industriales. La mitigación que se muestra en la gráfica se logra al implementar la digestión anaerobia de los lodos del tratamiento de agua residual solamente de las tres industrias que aportan entre el 47% y el 62% de las emisiones del subsector: almidón, sustancias químicas orgánicas y otros alimentos. Por esta razón, incluso implementando medidas drásticas para la mitigación de las emisiones en las industrias priorizadas, se

seguirá contando con emisiones remanentes de las industrias menos emisoras (en términos de tratamiento de aguas residuales) y del tratamiento y eliminación de aguas residuales domésticas.

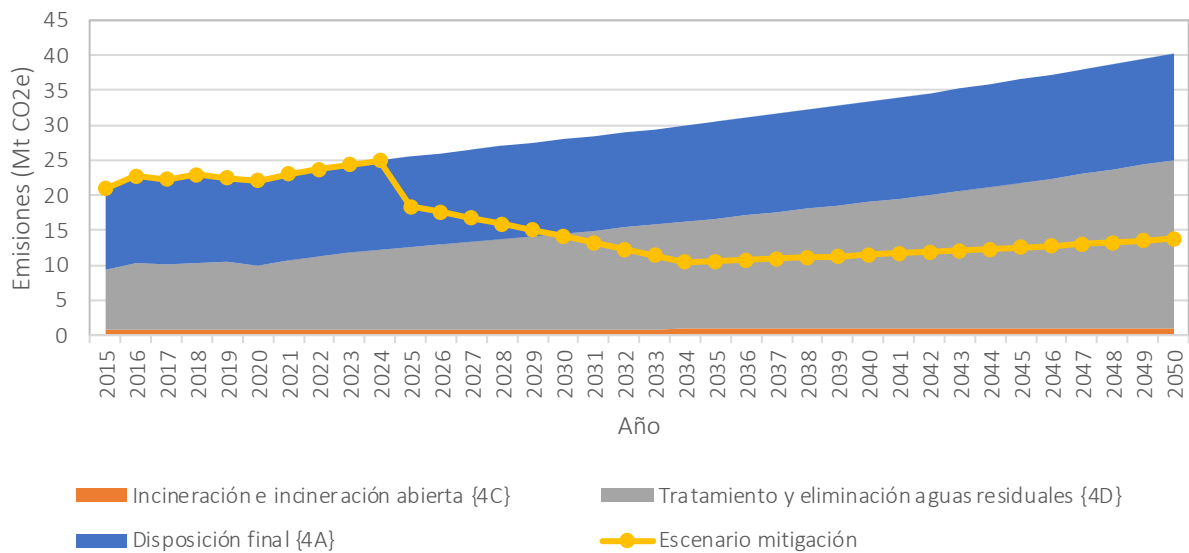
En la Figura 29 se presenta la línea base de emisiones completa para el sector de residuos y la mitigación abordada con las medidas sobre residuos sólidos domiciliarios y para el tratamiento de aguas residuales de las industrias priorizadas. Respecto a las emisiones totales, las medidas de mitigación analizadas permiten reducir el 16% de las emisiones GEI acumuladas entre 2015 y 2030, y el 47% de las emisiones acumuladas entre 2015 y 2050.

Figura 28. Escenario de mitigación subsector tratamiento y eliminación aguas residuales 2015- 2050.



Fuente: Elaboración propia

Figura 29. Escenario de mitigación sector residuos 2015- 2050.



Fuente: Elaboración propia

Las emisiones correspondientes a la incineración de residuos y el tratamiento y eliminación de aguas residuales domésticas, que también hacen parte del sector residuos, no son abordadas en este estudio, por lo que quedaría entre 9% y 16% de las emisiones de CO₂e de la línea base que no se consideran. Posibles medidas de mitigación para el caso de los residuos municipales incinerados en la línea base incluyen el compostaje y digestión anaerobia, centralizados o descentralizados, de la fracción orgánica dependiendo de la cantidad de residuos generados y las posibilidades de transporte de residuos. La implementación de estas medidas requeriría también la ampliación de la cobertura de la recolección de residuos y la puesta en marcha de esquemas de recolección diferenciada. Por su parte, las aguas residuales domésticas pueden ser objeto de tratamiento y los lodos resultantes pueden ser aprovechados juntamente con los residuos sólidos orgánicos en sistemas de digestión anaerobia.

De acuerdo con los resultados del escenario de mitigación, en el año 2050 continúan presentándose emisiones remanentes en el sector residuos. De igual forma, si se considera una tendencia a aumentar el tratamiento de aguas residuales domésticas, sería necesario contemplar sistemas de aprovechamiento de los lodos resultantes que reduzcan la emisión de GEI y contribuyan a suplir la energía requerida para el proceso de tratamiento.

A pesar de que se realizó una diferenciación entre la velocidad de implementación de las medidas de mitigación en los sitios de disposición final gestionados y en los sitios no categorizados, la trayectoria de las emisiones en el escenario de mitigación se asemeja más a la curva de implementación de las medidas en los sitios gestionados alcanzando el punto con menores emisiones en el año 2034. Esto se debe a que la cantidad de residuos domiciliarios enviados a sitios no categorizados en el escenario de línea base es

baja en comparación con la cantidad de residuos que se disponen en sitios gestionados (2.64% de los residuos dispuestos entre 2015 y 2050 se envían a sitios no categorizados), lo que atenúa el efecto de la implementación más lenta de las medidas de mitigación para los residuos de los sitios no categorizados.

5.1 Análisis de costo-efectividad y costo-beneficios del escenario de mitigación

Se desarrolló un análisis de costos y cobeneficios del escenario de mitigación. Se presenta a continuación la metodología y los principales resultados.

5.1.1 Metodología para análisis de costo-efectividad del escenario de mitigación

Para el análisis de costo efectividad se contrastó el costo de la implementación de las medidas de mitigación propuestas versus el costo de la gestión de los residuos y aguas residuales en el escenario de línea base. Los costos considerados en el análisis se presentan a continuación:

- Costo normalizado por tonelada de residuo o volumen de agua residual gestionados, que incluye inversión en infraestructura y equipos y la operación y mantenimiento de las instalaciones (excluyendo el costo de la energía).
- Costo de la energía consumida.
- Costo del reciclaje de materiales que son desviados del relleno sanitario en el escenario de mitigación.

En el caso de las medidas propuestas para residuos sólidos domiciliarios, los costos del escenario de mitigación se compararon con los costos de la disposición final de los residuos, dado que las medidas de mitigación propuestas se enfocaron en los residuos que en la línea base eran enviados a



sitios de disposición final gestionados (v.g., rellenos sanitarios) y no categorizados (v.g., botaderos a cielo abierto).

En el análisis no se contemplan los siguientes costos:

- Posibles diferencias en costos de transporte de los residuos entre llevarlos a un sitio de disposición final o llevarlos a instalaciones para su aprovechamiento
- Costo de medidas habilitantes requeridas para la puesta en marcha y correcto funcionamiento de las medidas de mitigación propuestas, como, por ejemplo, la implementación de esquemas de recolección diferenciada y programas pedagógicos asociados.

Todos los costos fueron calculados en dólares americanos del año 2015, y se evaluaron tres escenarios de tasas de descuento (3.1%, 6.4% y 9.0%).

5.1.2 Metodología para análisis de cobeneficios del escenario de mitigación

A partir de revisión de literatura y estudios sobre descarbonización profunda para el sector residuos en países de la región, se seleccionaron los principales cobeneficios que serían pertinentes para las alternativas de gestión propuestas incluyendo la venta de materiales reciclados y fertilizantes contribuyendo a una economía circular y el potencial de producción de energía eléctrica.

Existen otros beneficios que no fueron considerados en el análisis pero que podrían complementarlo en caso de una evaluación exhaustiva de cobeneficios. Estos se relacionan con reducción de impactos sobre el suelo y cuerpos de agua por la disposición de residuos en sitios de disposición final; menores impactos sobre la salud humana y la calidad de vida con factores como olores, ruido, percepción del

entorno, impactos en calidad del aire y alteración de usos del suelo; y beneficios en la industria por el uso de materias primas recicladas en lugar de materias primas vírgenes Relacionado con impactos evitados en la explotación de materias primas, de recursos no renovables y reducción de emisiones en procesos de producción.

Para la cuantificación de cobeneficios se realizó la búsqueda de factores como producción de energía, peso de material y horas de trabajo, y se normalizaron por tonelada de residuo gestionado en fuentes nacionales e internacionales. Se procuró utilizar factores aplicables al contexto colombiano o de países con características similares, sin embargo, debido a la disponibilidad de información, se emplearon algunos factores de países desarrollados que podrían reemplazarse cuando se cuente con factores específicos para Colombia. Posteriormente, se realizó la comparación de los cobeneficios en términos económicos entre el escenario de mitigación y el de línea base. Los factores utilizados para la estimación de cobeneficios se muestran en la Tabla 20.

Tabla 20. Valores de referencia para el análisis de cobeneficios.

Cobeneficio	Energía eléctrica aportada a la red
Valor unitario	Para digestión anaerobia de residuos sólidos: - 128.83 kWh/ton residuos de comida - 54.93 kWh/ton residuos de jardín Para incineración de residuos: - 521.67 kWh/ ton residuos de la categoría “pañales” y residuos de papel Para digestión anaerobia de lodos de agua residual: - 182.8 kWh/ton de lodo
Principales supuestos de los estudios considerados	<p>En las alternativas de gestión que contemplan aprovechamiento energético, este cobeneficio evalúa la energía eléctrica neta exportada a la red luego de que se consume la electricidad requerida por el proceso. El costo de la energía se mantuvo con el valor del costo marginal de la electricidad usando una aproximación conservadora, pues los procesos podrían proveer energía a la red en periodos de pico de consumo, por lo que el valor del cobeneficio podría incrementarse.</p> <p>Se utilizaron las siguientes fuentes como referencia:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Energía neta aportada a la red por la digestión anaerobia de residuos orgánicos mezclados (para representar los residuos de comida) y de residuos de jardín. (U . S . Environmental Protection Agency Office of Resource Conservation and Recovery, 2020). - Energía contenida en los residuos municipales mezclados y eficiencia del sistema de combustión para aproximar de forma conservadora la energía aportada a la red por la incineración de pañales y papel (U . S . Environmental Protection Agency Office of Resource Conservation and Recovery, 2020). - Energía aportada a la red en un sistema de digestión anaerobia húmeda por residuos de alimento para aproximar la electricidad aportada por la digestión anaerobia de lodos de agua residual de la industria del almidón, sustancias químicas orgánicas y otros alimentos (U . S . Environmental Protection Agency Office of Resource Conservation and Recovery, 2020).



Cobeneficio	Venta de materiales obtenidos
Valor unitario	Para digestión anaerobia: - 178 kg fertilizante/tonelada de residuos de comida y jardín. - 0.079 USD/kilogramo de fertilizante. Para el reciclaje: - 0.123 USD/tonelada de papel.
Principales supuestos de los estudios considerados	Este cobeneficio contempla las ventas de los materiales obtenidos durante los procesos de aprovechamiento de residuos. En el caso del reciclaje, se obtiene papel y, en la digestión anaerobia se obtiene fertilizante orgánico que puede comercializarse con la industria o consumidores directos.
	Se consideraron las siguientes referencias: - La cantidad de compost obtenida por tonelada de residuos digeridos se aproximó basada en los resultados de Bolzonella et al., 2006 para un sistema de digestión anaerobia seca de residuos orgánicos municipales separados en la fuente. - El beneficio por venta del fertilizante se aproximó a partir del costo promedio para 50 kilogramos de abono orgánico reportado para enero de 2020 en el mercado colombiano. (Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE), 2020). - El beneficio por la venta de papel se aproximó a partir del precio de venta por kilogramo de celulosas en Bogotá en 2017 (CONSORCIO NCU- UAESP, 2017).

Fuente: Elaboración propia

5.1.3 Resultados de costos y beneficios de la implementación del escenario de mitigación

De acuerdo con los resultados obtenidos del análisis de costos que se muestran en la Tabla 21, todas las medidas contempladas presentan una costo-eficiencia positiva, lo que indica que, durante el periodo de análisis, la implementación de las medidas de mitigación implica mayores costos que los asociados con la gestión de los residuos en la línea base. El reciclaje es la medida con mejor relación de costo-eficiencia, seguida por la incineración y finalmente por la digestión anaerobia de residuos sólidos. Para el escenario con tasa

de descuento de 6.4%, tres medidas tienen costo-eficiencia por debajo de 10 USD/t CO₂e y la medida restante tiene una costo-eficiencia de 22.7 USD/t CO₂e.

Tabla 21. Costos incrementales entre escenario de mitigación y línea base: inversión, operación, mantenimiento y energía.

		Digestión anaerobia residuos sólidos			Incineración			Reciclaje			Digestión anaerobia lodos		
Tasa de descuento		9.0%	6.4%	3.1%	9.0%	6.4%	3.1%	9.0%	6.4%	3.1%	9.0%	6.4%	3.1%
Costo incremental (mitigación – línea base)	Millones dólares	3,205	4,402	7,003	118.3	194.3	388.4	146.1	198.5	307.3	714.3	979.9	1,555.8
Emisiones CO2e reducidas	Millones de toneladas	194.2			19.9			38.5			247.5		
Costo eficiencia	Dólares/t CO2e	16.5	22.7	36.1	5.94	9.8	19.5	3.80	5.16	7.98	2.89	3.96	6.29

Fuente: Elaboración propia

La digestión anaerobia de residuos sólidos resultó ser la medida con mayores costos incrementales y mayor valor de costo-eficiencia, pero a su vez es la medida que representa la mayor mitigación de emisiones dentro de las opciones propuestas para el tratamiento de residuos sólidos. Esto se atribuye a los elevados costos de capital requeridos al inicio de la puesta en marcha de la medida, que aprovecha la totalidad de los residuos de comida y de jardín, principal fuente de emisión del subsector de residuos sólidos. Igualmente, cabe destacar que las medidas propuestas para el aprovechamiento de residuos sólidos en el escenario de mitigación se están comparando con la disposición final considerada en el escenario de línea base, siendo esta última una de las alternativas disponibles con menor costo para la gestión de residuos.

anaerobia resultó presentar el mayor abatimiento de emisiones de todas las medidas propuestas. Este resultado puede relacionarse con la implementación total más temprana de la medida en comparación con la digestión anaerobia de residuos sólidos, lo que provoca mayor abatimiento especialmente antes del 2030. El alto valor de mitigación compensa el elevado costo de capital que debe invertirse al inicio de la puesta en marcha de la medida, logrando costo eficiencias de menos de 6.3 dólares/t CO2e para todas las tasas de descuento.

Al incluir en la evaluación la cuantificación de los cobeneficios, la costo eficiencia de las medidas mejora e incluso, en el caso del reciclaje, hace que se vuelva una medida gana-gana, representando ahorros en comparación con la línea base (Tabla 22).

Respecto al aprovechamiento de los lodos de las aguas residuales industriales, la medida de digestión

Tabla 22. Costos incrementales entre escenario de mitigación y línea base y cuantificación de cobeneficios para las medidas de mitigación propuestas.

	Segmento	Digestión anaerobia residuos sólidos			Incineración			Reciclaje		
		9.0%	6.4%	3.1%	9.0%	6.4%	3.1%	9.0%	6.4%	3.1%
Tasa de descuento		9.0%	6.4%	3.1%	9.0%	6.4%	3.1%	9.0%	6.4%	3.1%
Costo incremental (mitigación – línea base)	Millones dólares	3,205	4,402	7,003	118.3	194.3	388.4	146.1	198.5	307.3
Cobeneficios*	Millones dólares	611.0	1,035	2,136	58.5	99.6	206.6	270.5	456.8	939.0
Emisiones CO2e reducidas	Millones de toneladas	194.2			19.9			38.5		
Costo eficiencia	Dólares/t CO2e	13.35	17.34	25.06	3.00	4.76	9.14	-5.28	-8.92	-18.33

	Segmento	Digestión anaerobia lodos		
Tasa de descuento		9.0%	6.4%	3.1%
Costo incremental (mitigación – línea base)	Millones dólares	714.3	979.9	1,555.8
Cobeneficios*	Millones dólares	88.5	145.9	293.5
Emisiones CO2e reducidas	Millones de toneladas	247.5		
Costo eficiencia	Dólares/t CO2e	2.53	3.37	5.10

*Excluyendo el costo social del carbono

Fuente: Elaboración propia

Se consideró además dentro del análisis de cobeneficios el costo social del carbono (CSC) atribuido a las emisiones evitadas en el sector residuos y en el sector energía con la producción y aporte a la red de excedentes de energía eléctrica como parte de las alternativas propuestas. Se

empleó el CSC de 13.7 USD/tCO₂e para valorar las emisiones del escenario de referencia y un CSC de 3.16 usd/tCO₂e para las emisiones del escenario de mitigación. El resultado de la estimación total del costo social del carbono para diferentes tasas de descuento se muestra en la Tabla 23.

Tabla 23. Diferencia en el costo social del carbono entre escenario de línea base y mitigación.

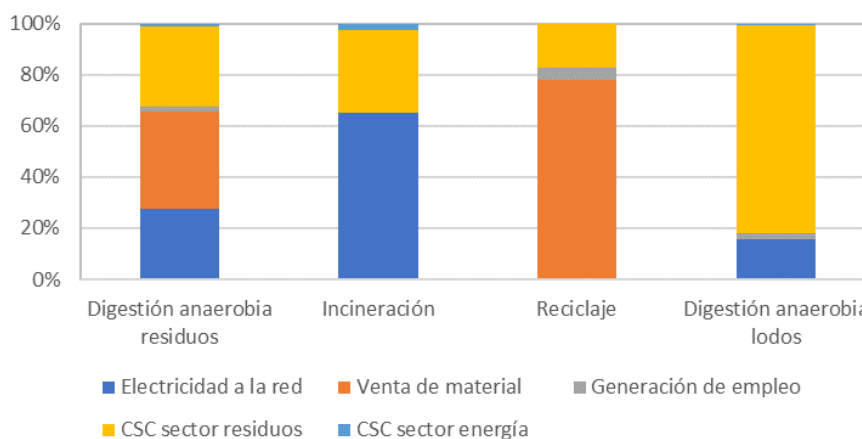
Tasa de descuento	9.0%	6.4%	3.1%
CSC (millones USD)	774.4	1,284.1	2,592.8

Fuente: Elaboración propia

Para el escenario con tasa de descuento de 6.4%, se muestra en la Figura 30 el compilado de los cobeneficios durante todo el periodo de análisis por

cada medida propuesta incluyendo el costo social del carbono tanto de las emisiones evitadas en el sector residuos como las evitadas en el sector energía.

Figura 30. Distribución porcentual de cobeneficios por cada medida de mitigación propuesta.



Fuente: Elaboración propia

Al realizar la evaluación global del escenario de mitigación (Tabla 24), se observa un costo de abatimiento entre 8 y 19 USD/t CO₂e, valor que se eleva especialmente por el alto costo de la medida de digestión anaerobia de residuos sólidos. Al

incorporar los cobeneficios en el análisis global, se observa una reducción en el costo de abatimiento que permite alcanzar valores por debajo de los 7 USD/t CO₂e.



Tabla 24. Costo de abatimiento considerando los cobeneficios y el CSC.

Tasa de descuento	9.0%	6.4%	3.1%
Costo/t CO2e sin cobeneficios (/t CO2e)	8.36	11.5	18.5
Costo/t CO2e con cobeneficios y CSC (/t CO2e)	4.76	5.51	6.17

Fuente: Elaboración propia

5.2 Principales resultados y mensajes finales

La evaluación de la costo-efectividad del escenario de mitigación arrojó costos de abatimiento entre 8.36 y 18.5 USD/t CO2e para una mitigación total de 500.1 millones de t CO2e en el sector residuos.

El análisis por separado de las medidas de mitigación propuestas permitió evidenciar que la alternativa con mayor costo de abatimiento es la digestión anaerobia de residuos sólidos debido a los altos costos de capital que deben invertirse en la fase inicial de su implementación. Sin embargo, la medida de digestión anaerobia de lodos de agua residual, que requiere la misma inversión por tonelada de los costos de capital que para residuos sólidos, presenta el menor costo de abatimiento. Una de las razones que puede explicar este comportamiento es la mayor mitigación atribuida a la digestión anaerobia de lodos por la implementación total más temprana de la medida, presentando abatimiento significativo en las emisiones desde 2025. Lo anterior indica que una implementación más acelerada de la medida de digestión anaerobia de residuos sólidos mejoraría la mitigación durante el periodo de análisis y, por consiguiente, la costo-eficiencia de la medida. Respecto a esta alternativa de gestión, también es importante tener en cuenta el mercado existente para la comercialización de los fertilizantes obtenidos durante el proceso (más de 1.5 millones de toneladas en el año 2050) que permita obtener el beneficio atribuido a su venta.

Al incluir los cobeneficios en la evaluación de costos, el reciclaje del papel resultó ser una medida ganadora, es decir, que representa ahorros en dinero respecto a la línea base cuando se consideran los cobeneficios por las ventas de material a la industria. Cabe resaltar que para el análisis de esta medida sólo se consideró la mitigación en el sector residuos por la desviación de los residuos de papel de sitios de disposición final. Sin embargo, existen ahorros de emisiones en la industria por el uso de materias primas recicladas en lugar de materias primas vírgenes que aumentarían el potencial de mitigación de esta medida. Por su parte, la incineración de residuos como los pañales y el papel no aprovechado mediante reciclaje resultó tener valores de costo eficiencia menores a 10 USD/t CO2e considerando los cobeneficios diferentes al costo social del carbono gracias al beneficio obtenido por los aportes de excedentes de energía eléctrica a la red. Al incluir el CSC en la evaluación, el costo de abatimiento llega a ser incluso menor a 4 USD/t aumentando su viabilidad económica en un contexto de mitigación de emisiones.

A pesar de que la modelación de las medidas propuestas evidencia una mitigación de las emisiones por la desviación de los residuos orgánicos de los sitios de disposición final, es importante considerar que los residuos serían gestionados mediante otras alternativas sólo desde el año 2025 y que los sitios de disposición final continuarán emitiendo GEI producto de la descomposición

anaerobia de los residuos dispuestos en años anteriores. Por esta razón, adicional a las medidas de mitigación propuestas para los residuos generados desde 2025, se recomienda considerar la implementación o expansión de sistemas de captura y quema o aprovechamiento de biogás en los sitios de disposición final existentes durante su periodo operativo remanente y de clausura.

Residuos es el único sector de los evaluados en este estudio en donde la trayectoria hacia la carbono neutralidad resulta en costos netos positivos. Aunque se cuantificaron los cobeneficios que típicamente se consideran para el sector, existen otros beneficios que podrían complementar el análisis de costos netos derivados de la trayectoria de mitigación de emisiones GEI en la gestión de residuos. Beneficios adicionales que se generan en las medidas y que podrían incluirse en el análisis de costos incluyen: mayor eficiencia en el uso de materiales al reincorporarlos en las cadenas productivas (materiales adicionales a los evaluados en este estudio); menores impactos ambientales sobre el suelo y los cuerpos de agua por una mejor gestión de los residuos; menores impactos sobre la salud humana por factores como exposición a olores y proliferación de vectores de enfermedades por gestión inadecuada de residuos; mejor calidad ambiental de los entornos; menores impactos en calidad del aire y por ende en salud pública; y menor alteración de usos del suelo. Estos cobeneficios implican ganancias para la sociedad, y su inclusión en posteriores análisis llevará a resultados económicos más favorables de los escenarios de mitigación para el sector de gestión de residuos.



6. Conclusiones

Los escenarios de mitigación evaluados en cada uno de los cuatro sectores muestran que el único sector en donde el escenario de mitigación es más costoso que el escenario de referencia es el sector de gestión de residuos. Para los sectores de agricultura, energía y transporte, los escenarios de mitigación evaluados incluyendo los beneficios sociales resultan en ahorros netos.

En el sector de agricultura se identificaron opciones de mitigación que, en su conjunto, permitirían reducir 153.92 millones de toneladas de CO₂e en 2050 y arrojaría un beneficio de entre 34.91 a 105.06 millardos de dólares (dependiendo de la tasa de descuento utilizada) incluyendo beneficios por mayor productividad de los cultivos y por los daños evitados al reducir las emisiones de GEI.

En el sector energía, sin incluir transporte, se utilizó un modelo de optimización y se evidenció que el escenario de mayor costo es aquel que sigue la senda de emisiones del escenario base de la actualización de la NDC actualizada en 2020. Esto ocurre porque las sendas de evolución de costos de las tecnologías hacen que producir y usar energía baja en carbono sea más económico que seguir usando las tecnologías actuales de manera creciente con la demanda. En el escenario de mitigación evaluado, se observó que los costos totales de atender la demanda de energía útil son inferiores a los costos del escenario de referencia o a los del caso base. Estos menores costos se dan a pesar de que el escenario de mitigación tiene mayores requerimientos de inversión. Los mayores requerimientos de inversión se compensan con menores costos fijos y variables de operación de las tecnologías que, a la larga, llevan a ahorros que

superan las inversiones adicionales. Otra fuente de ingresos identificada es la disminución en la importación de petróleo y gas que ocurre en todos los escenarios una vez agotadas las reservas locales.

El escenario de mitigación muestra un pico en el consumo de gas natural hacia el 2035 y una reducción posterior que lleva a menores necesidades de importación. Se estimaron ahorros en la operación del sistema energético de entre 0.15 y 46.9 millardos de dólares variando con la tasa de descuento utilizada. Si se tiene en cuenta el costo social del carbono, los beneficios netos ascienden a entre 6.1 y 71.0 millardos de dólares (variando con la tasa de descuento y el escenario de comparación. Es importante resaltar que, si bien el costo total del sistema es menor en el escenario de mitigación, el costo marginal de mitigación alcanza los 488 dólares por tonelada de CO₂e.

En el sector transporte se evaluó un portafolio de mitigación que permite una reducción de 894.4 millones de toneladas de CO₂e en todo el periodo de análisis, lo que equivale a mitigar el 40% de las emisiones proyectadas en la línea base y el 99% de las emisiones en el año 2050. El portafolio de mitigación en transporte genera ahorros entre 133,500 y 573,600 millones de dólares entre 2020 y 2050, según la tasa de descuento que se utilice para la evaluación (9.0%; 6.4% o 3.1%). Estos ahorros se refieren a costos de inversión, operación, mantenimiento y consumo de energía. Adicionalmente, por cobeneficios se generaría un valor adicional entre 58,300 y 69,300 millones de dólares en el mismo periodo.

Finalmente, en el sector residuos la evaluación del costo efectividad del escenario de mitigación arrojó costos de abatimiento entre 8.36 y 18.5 USD/t CO₂e (dependiendo de la tasa de descuento) para una mitigación total de 500.1 millones de t CO₂e. Al incluir los cobeneficios en la evaluación de costos, el reciclaje del papel resultó ser una medida ganadora, es decir, que representa ahorros en dinero respecto a la línea base cuando se consideran los cobeneficios por las ventas de material a la industria. Por su parte, la incineración de residuos como los pañales y el papel no aprovechado mediante reciclaje resultó tener valores de costo eficiencia menores a 10 USD/t CO₂e considerando los cobeneficios diferentes al costo social del carbono gracias al beneficio obtenido por los aportes de excedentes de energía eléctrica a la red. Al incluir el CSC en la evaluación, el costo de abatimiento llega a ser incluso menor a 4 USD/t aumentando su viabilidad económica en un contexto de mitigación de emisiones.



Referencias

- Bolzonella, D., Pavan, P., Mace, S., & Cecchi, F. (2006). Dry anaerobic digestion of differently sorted organic municipal solid waste: A full-scale experience. *Water Science and Technology*, 53(8), 23–32. <https://doi.org/10.2166/wst.2006.232>
- Castillo, J. J., & Behrentz, E. (2010). Estimación de los beneficios en salud asociados a la reducción de la contaminación atmosférica en Bogotá, Colombia [Universida de los Andes]. https://biblioteca.uniandes.edu.co/visor_de_tesis/m.lweb/?SessionID=L1Rlc2lzXzlyMDEwX3NlZ3VuZG9fc2VtZXN0cmUvNDMyLnBkZg%3D%3D
- CONSORCIO NCU- UAESP. (2017). Consultoría Realizar el estudio técnico de la caracterización en la fuente de residuos sólidos generados en la Ciudad de Bogotá Distrito Capital por tipo de generador y establecer el uso de métodos alternativos de transporte para materiales aprovechables.
- Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE). (2020). Boletín mensual insumos y factores asociados a la producción agropecuaria (Issue 91).
- Department of Transport. (2016). Measuring the Benefits of Active Travel Prepared for Queensland Department of Transport and Main Roads. <https://www.tmr.qld.gov.au/Travel-and-transport/Cycling/Research-and-resources/Infrastructure-benefit-evaluations>
- DNP. (n.d.). DNP advierte que se avecina colapso de movilidad en las principales capitales. <https://www.dnp.gov.co/Paginas/DNP> advierte que se avecina colapso de movilidad en las principales capitales. aspx
- DNP. (2017). Colombian National Planning Department (NPD) - Costs of environmental degradation (in Spanish). [https://www.dnp.gov.co/Paginas/Los-costos-en-la-salud-asociados-a-la-degradación-ambiental-en-Colombia-ascienden-a-\\$20.7-billones.aspx](https://www.dnp.gov.co/Paginas/Los-costos-en-la-salud-asociados-a-la-degradación-ambiental-en-Colombia-ascienden-a-$20.7-billones.aspx)
- DNP. (2019). Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022. <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Prensa/BasesPND2018-2022n.pdf>
- DNP. (2020). Conpes 3991 Política nacional de movilidad urbana y regional.
- Espinosa, M. (2018). Analysis of environmental externalities from Colombian transportation. Universidad de los Andes.
- Gössling, S., Choi, A., Dekker, K., & Metzler, D. (2019a). The Social Cost of Automobility , Cycling and Walking in the European Union. *Ecological Economics*, 158(June 2018), 65–74. <https://doi.org/10.1016/j.ecolecon.2018.12.016>
- Gössling, S., Choi, A., Dekker, K., & Metzler, D. (2019b). The Social Cost of Automobility , Cycling and Walking in the European Union. *Ecological Economics*, 158(June 2018), 65–74. <https://doi.org/10.1016/j.ecolecon.2018.12.016>
- IDEAM. (2016). Report on the state of air quality in Colombia 2011 - 2015 (in Spanish). <http://documentacion.ideam.gov.co/cgi-bin/koha/opac-imageviewer.pl?biblionumber=38104>
- Korzhenevych, A., Dehnen, N., Bröcker, J., Holtkamp, M., Meier, H., Gibson, G., Varna, A., & Cox, V. (2014).

Update of the Handbook on External Costs of Transport. Final Report, 1, 139. https://doi.org/Ref:ED_57769 - Issue Number 1

Ministerio de Transporte. (2019). Transporte en Cifras 2013-2018. <https://www.mintransporte.gov.co/documentos/15/estadisticas/>

NZT. (2018). Economic evaluation manual. <https://www.nzta.govt.nz/assets/resources/economic-evaluation-manual/economic-evaluation-manual/docs/eem-manual.pdf>

Pelgrims, M., Das, A., Correa, J., Morales, R., Morillo, J. L., Espinosa, M., Herrera, J. C., Mendez-Espinosa, J. F., Cadena, A., Lesschen, J. P., Arets, E., & Loboguerrero, A. M. (2020). Propuesta de actualización y consolidación de escenarios de emisiones GEI por sector y evaluación de costos de abatimiento asociados en Colombia. https://www.minambiente.gov.co/images/cambioclimatico/pdf/NDC_Colombia/PMR_reporte_escenario_referencia_20201209.pdf

Rizzi, L. I., & De La Maza, C. (2017). The external costs of private versus public road transport in the Metropolitan Area of Santiago, Chile. *Transportation Research Part A: Policy and Practice*, 98, 123-140. <https://doi.org/10.1016/j.tra.2017.02.002>

Sefair, J. A., Espinosa, M., Behrentz, E., & Medaglia, A. L. (2019). Optimization model for urban air quality policy design: A case study in Latin America. *Computers, Environment and Urban Systems*, 78(August), 1-12. <https://doi.org/10.1016/j.compenvurbsys.2019.101385>

TfL. (2015). Walking and cycling: the economic benefits.

TfL. (2016). The Value of Cycling. https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/509587/value-of-cycling.pdf

U . S . Environmental Protection Agency Office of Resource Conservation and Recovery. (2020). Documentation for Greenhouse Gas Emission and Energy Factors Used in the Waste Reduction Model (WARM) Management Practices Chapters (Issue November).

US EPA. (2013). Technical Support Document Estimating the Benefit per Ton of Reducing PM 2 . 5 Precursors from 17 Sectors (Issue January). <https://www.epa.gov/sites/production/files/2014-10/documents/sourceapportionmentbpttsd.pdf>

VTPI. (2018). Transportation Cost and Benefit Analysis II - Noise Costs. <https://www.vtpi.org/tca/tca0511.pdf>

RICARDO DELGADO

Es ingeniero eléctrico, magíster y doctor en Ingeniería de la Universidad de los Andes. Experto en planeamiento energético y escenarios de mitigación del cambio climático. Investigador del Centro Regional de Estudios de Energía.

MÓNICA ESPINOSA

Su trabajo se orienta hacia temas relacionados con ciudades sostenibles. Es ingeniera ambiental con doctorado en ingeniería, y actualmente trabaja en Hill.

RICARDO ARGÜELLO

Es economista de la Universidad Externado de Colombia, máster en Economía Agrícola de la Universidad de Cornell y doctor en Ciencia Regional de esa misma universidad. Ha sido profesor y consultor para diversas entidades nacionales e internacionales.

TOMÁS GONZÁLEZ

Economista de la Universidad de los Andes, Máster en Economía de la Universidad de Warwick y PhD en Economía de la Universidad de Londres. Fue ministro de Minas y Energía, viceministro de la misma cartera y subdirector general del Departamento Nacional de Planeación. Director del Centro Regional de Estudios de Energía.

NATALIA MONTOYA

Es ingeniera ambiental. Actualmente cursa una maestría en ciencias e ingeniería ambiental en EPFL Suiza y es consultora en Hill.



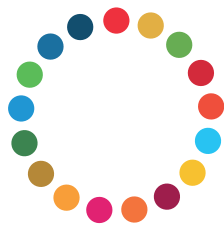
CAMILO HERRERA

Ingeniero mecánico, magister en economía de la Universidad de los Andes, MSc en economía y políticas de la energía de University College London. Investigador del Centro Regional de Estudios de Energía.

LUIS FERNANDO PARRA

Es ingeniero forestal y Magister en Ciencias Estadísticas. Trabaja actualmente como investigador en la Unidad de Planificación Rural Agropecuaria – UPRA.





cods

CENTRO DE LOS OBJETIVOS
DE DESARROLLO SOSTENIBLE
PARA AMÉRICA LATINA

UNIVERSIDAD DE LOS ANDES

Cr. 1 # 18a - 12, RGA 201
Bogotá, Colombia

Tel +57 (1) 3394949 Ext. 5469