

Escenarios de mitigación de emisiones

de gases de efecto invernadero a 2030 y carbono neutralidad a 2050

Diego Mesa Puyo

Ministro de Minas y Energía

María Paula Moreno Torres

Jefe de la Oficina de Asuntos
Ambientales y Sociales (OAAS)

Diego A. Grajales Campos

Coordinador Cambio Climático
Oficina de Asuntos Ambientales y Sociales

**Deutsche Gesellschaft für Internationale
Zusammenarbeit GIZ – GmbH (GIZ)****Stepan Uncovsky**

Director residente GIZ Colombia

Sergio Antonio Ruiz Azurduy

Coordinador Proyecto Materias
Primas y Clima (MaPriC)

**Alianza Bioersity International y Centro
Internacional de Agricultura Tropical (CIAT)****Eduardo José Sánchez**

Coordinador PIGCCme 2050

Autores

Patricia Dávila Pinzón

Edison Yesid Ortiz Durán

Sergio Andrés Garcés Jiménez

Luisa Fernanda Pérez

Aportes técnicos

Camilo Guataquira Hurtado

Harold Maya Ojeda

Henry Alterio

Diagramación y diseño:

.Puntoaparte

Bogotá, 2021

Escenarios de mitigación de emisiones

de gases de efecto invernadero a 2030 y carbono neutralidad a 2050



de la República Federal de Alemania

Índice

Contenidos

1	Introducción.....	10
	Objetivos.....	12
	1.1 Objetivo general.....	13
	1.2 Objetivos específicos.....	13
2	Emisiones del sector minero energético 2010-2019	14
	2.1 Comportamiento histórico de las emisiones del sector minero energético 2010-2019.....	15
	2.2 Estado actual de las emisiones del sector.....	20
3	Camino a la carbono neutralidad del sector minero energético.....	24
	3.1 Escenarios a 2030.....	25
	3.2 Escenarios a 2050.....	98
	3.3 Hoja de ruta hacia la carbono neutralidad 2050.....	184
4	Bibliografía.....	188

Tablas

- 26** **Tabla 3-1** Cronograma de expansión del Escenario 1.1 del Plan de Expansión de Energía 2016-2030
- 34** **Tabla 3-2** Métodos de proyección de variables requeridas para la estimación de la línea base 2030
- 38** **Tabla 3-3** Resultados consolidados de la línea base 2030
- 48** **Tabla 3-4** Potenciales de mitigación estimados para el sector en la NDC 2020
- 50** **Tabla 3-5** Programas contemplados dentro de la gestión activa de la demanda
- 52** **Tabla 3-6** Listado de equipos y tipo de modificación sobre estos para reducción de emisiones fugitivas
- 55** **Tabla 3-7** Resumen de los escenarios con sus respectivas medidas de mitigación a 2030
- 58** **Tabla 3-8** Resumen de expansiones del SIN por escenario de mitigación a 2030
- 59** **Tabla 3-9** Porcentajes de electrificación para cada escenario a 2030
- 67** **Tabla 3-10** Porcentajes de reducción en la generación por gestión de la demanda (RD)
- 68** **Tabla 3-11** Porcentajes de reducción en el consumo de combustibles por eficiencia energética en centrales térmicas (RE) hasta el 2030
- 69** **Tabla 3-12** Porcentajes de reducción en el consumo de combustibles por eficiencia energética en la extracción de carbón (REM) hasta 2030
- 71** **Tabla 3-13** Porcentajes de reducción en el consumo de combustibles por eficiencia energética en la producción y transporte de petróleo y gas (REP) hasta 2030
- 71** **Tabla 3-14** Porcentajes de reducción en el consumo de combustibles por eficiencia energética en la refinación de petróleo (RER) hasta 2030
- 72** **Tabla 3-15** Porcentajes de recuperación de metano en minería subterránea de carbón para quema o uso en generación de energía eléctrica (RMM) hasta 2030
- 73** **Tabla 3-16** Porcentajes de reducción de metano en Emisiones fugitivas para petróleo y gas natural (RMP) para el año 2030
- 76** **Tabla 3-17** Porcentaje de reducción de consumo de combustibles fósiles por sustitución a hidrógeno o biomasa (RSE)
- 77** **Tabla 3-18** Porcentaje de reducción de emisiones por aplicaciones de proyectos de CCS en refinación (RCR)
- 78** **Tabla 3-19** Porcentaje de reducción de emisiones por aplicación de CCS en extracción de petróleo y gas (RCE)
- 79** **Tabla 3-20** Porcentajes de reducción de consumo de combustibles a 2030 por medidas de eficiencia energética en minería de otros (ROM)
- 80** **Tabla 3-21** Porcentaje de reducción de consumo de combustible a 2030 por medidas de sustitución de energéticos en minería de otros (ROMS)
- 81** **Tabla 3-22** Porcentaje de reducción de consumo de combustibles a 2030 por medidas de sustitución fuentes de energía eléctrica en minería de otros (ROMF)
- 84** **Tabla 3-23** Resultados consolidados de los potenciales de mitigación a 2030 en MtCO₂eq
- 101** **Tabla 3-24** Relación GWh-mes/MW por mes y por tipo de generación

- 177** **Tabla 3-48** Comparación de los montos a pagar por impuesto al carbono y costo social del carbono con el PIB sectorial en el periodo de estudio (VPN del PIB sectorial)
- 177** **Tabla 3-49** Costos de implementación del PIGGme 2050 (llamados aquí costos de la acción)
- 178** **Tabla 3-50** Representatividad de los costos respecto al VPN del PIB (columna 2) y Beneficio/Costo de los escenarios planteados (columnas 3 y 4)
- 179** **Tabla 3-51** Beneficios calculados por medida
- 180** **Tabla 3-52** Costo/Beneficio con impuesto al carbono
- 181** **Tabla 3-53** Beneficios calculados por medida, se incluye el beneficio por evitar el costo social del carbono en todas las medidas
- 182** **Tabla 3-54** Costo/Beneficio con impuesto al carbono y costo social del carbono

Mapas

- 23** **Mapa 2-1** Distribución de emisiones GEI del sector en el territorio nacional

Gráficos

- 16** **Gráfico 2-1** Emisiones históricas por departamento del sector minero energético del país
- 19** **Gráfico 2-2** Emisiones históricas a nivel nacional del sector minero energético del país
- 21** **Gráfico 2-3** Relación entre las emisiones del sector con las categorías IPCC 2006 y GEI emitidos - 2019
- 21** **Gráfico 2-4** Relación entre las emisiones del sector con los GEI emitidos - 2019

- 22** **Gráfico 2-5** Diagrama de Pareto de emisiones GEI por actividades dentro del sector - 2019
- 22** **Gráfico 2-6** Diagrama de Pareto de emisiones GEI del sector por departamento - 2019
- 27** **Gráfico 3-1** Generación de energía del Escenario 1.1 a nivel nacional del plan de expansión de energía 2016-2030
- 28** **Gráfico 3-2** Generación de energía del Escenario 1.1 por tipo de generación de acuerdo al plan de expansión de energía 2016-2030
- 31** **Gráfico 3-3** Proyecciones de producción de petróleo del plan de abastecimiento de líquidos del 2020
- 31** **Gráfico 3-4** Proyecciones de refinación de petróleo del plan de abastecimiento de líquidos del 2020
- 32** **Gráfico 3-5** Proyecciones de gas natural del 2019
- 33** **Gráfico 3-6** Proyecciones, producción y consumo intermedio de carbón en el escenario de continuidad
- 33** **Gráfico 3-7** Proyección a 2030 de la producción de otros minerales
- 40** **Gráfico 3-8** Proyección de emisiones GEI para el escenario de referencia 2030 diferenciadas por subsector
- 41** **Gráfico 3-9** Proyección de emisiones GEI para el escenario de referencia 2030 diferenciadas por GEI
- 42** **Gráfico 3-10** Proyección de emisiones GEI para el escenario de referencia 2030 diferenciadas por categoría IPCC
- 44** **Gráfico 3-11** Proyección de emisiones GEI para generación de energía en el SIN en el escenario de referencia 2030

- 110** **Gráfico 3-40** Proyección de emisiones GEI para el escenario de referencia 2050 diferenciadas por subsector
- 111** **Gráfico 3-41** Proyección de emisiones GEI para el escenario de referencia 2050 diferenciadas por GEI
- 112** **Gráfico 3-42** Proyección de emisiones GEI para el escenario de referencia 2050 diferenciadas por categoría IPCC
- 114** **Gráfico 3-43** Proyección de Emisiones GEI para generación de energía en el SIN en el escenario de referencia 2050
- 115** **Gráfico 3-44** Proyección de emisiones GEI para generación de energía en las ZNI en el escenario de referencia 2050
- 116** **Gráfico 3-45** Proyección de emisiones GEI para el subsector de petróleo y gas en el escenario de referencia 2050
- 117** **Gráfico 3-46** Proyección de emisiones GEI para la minería de carbón en el escenario de referencia 2050
- 118** **Gráfico 3-47** Proyección de emisiones GEI para la producción de otros minerales en el escenario de referencia 2050
- 124** **Gráfico 3-48** Proyección de generación de energía eléctrica en el SIN por escenario para el 2050
- 129** **Gráfico 3-49** Proyección de consumo de combustible en la generación de energía eléctrica en las ZNI por escenario para el 2050
- 142** **Gráfico 3-50** Línea base y escenarios de carbono neutralidad para el sector a 2050
- 144** **Gráfico 3-51** Evolución de los escenarios de carbono neutralidad por sector a 2050
- 147** **Gráfico 3-52** Evolución de los potenciales de mitigación a 2050 por medida para la generación de energía eléctrica en el SIN
- 148** **Gráfico 3-53** Evolución de los potenciales de mitigación a 2050 -por medida- para la generación de energía eléctrica en las ZNI
- 149** **Gráfico 3-54** Evolución de los potenciales de mitigación a 2050 -por medida- para la minería de carbón
- 150** **Gráfico 3-55** Evolución potenciales de mitigación a 2050 -por medida- para otros minerales
- 152** **Gráfico 3-56** Evolución de los potenciales de mitigación a 2050 -por medida- para el sector de petróleo y gas
- 155** **Gráfico 3-57** Tonelada de CO₂eq por cada GWh generado para cada escenario a 2050
- 156** **Gráfico 3-58** Kg de CO₂eq generado por tonelada de mineral para cada escenario a 2050
- 157** **Gráfico 3-59** Tonelada de CO₂eq por barril equivalente de petróleo en diferentes segmentos del sector Petróleo & Gas para cada escenario a 2050
- 160** **Gráfico 3-60** Participación de medidas de mitigación para la carbono neutralidad del sector a 2050 para cada escenario
- 167** **Gráfico 3-61.** Curva MACC escenario 1
- 168** **Gráfico 3-62.** Curva MACC escenario 2
- 169** **Gráfico 3-63.** Curva MACC escenario 3
- 170** **Gráfico 3-64.** Curva MACC escenario 4
- 170** **Gráfico 3-65.** Curva MACC escenario 5
- 171** **Gráfico 3-66.** Diversificación de la matriz energética desagregado - escenario 1
- 172** **Gráfico 3-67.** Diversificación de la matriz energética desagregado - escenario 2
- 172** **Gráfico 3-68.** Diversificación de la matriz energética desagregado - escenario 3
- 173** **Gráfico 3-69.** Diversificación de la matriz energética desagregado - escenario 4
- 173** **Gráfico 3-70.** Diversificación de la matriz energética desagregado - escenario

A nivel sectorial se evidencia que, debido a medidas como la diversificación, la gestión activa de la demanda y la aplicación de tecnologías CCUS, el subsector de generación eléctrica SIN tiene el mayor potencial de reducción de sus emisiones. Se espera también que las emisiones relacionadas con el sector de petróleo y gas disminuyan en términos generales a 2050; esto debido a la implementación de medidas asociadas con la gestión de emisiones fugitivas, mejoras en la eficiencia energética a lo largo de la cadena productiva, sustitución de energéticos y a que, según las proyecciones, se espera a 2050 una reducción en la producción de hidrocarburos respecto a los niveles actuales. En cuanto a la actividad minera en general, se identifican potenciales de mitigación relacionados con mejoras en la eficiencia energética, la sustitución de combustible y la captura de metano.

En términos generales, se reconoce la necesidad de implementar medidas de mitigación a nivel sectorial que logren disminuir las emisiones sin afectar la productividad del sector. Se identifica que las medidas relacionadas con la diversificación de generación eléctrica (incluyendo generación eólica, geotérmica, solar, entre otras) y las compensaciones voluntarias que actúan como sumideros de carbono, contribuirán en gran parte al objetivo de carbono neutralidad a 2050. Según la línea base planteada, a 2030 el total de las emisiones del sector estarían cercanas a las 39 MtCO₂eq, identificando potenciales de mitigación que varían, dependiendo del escenario, entre 11 y 18 MtCO₂eq. Respecto al 2050, la línea base arroja unas emisiones totales del sector cercanas a las 40 MtCO₂eq; según la estimación rea-

lizada de los diferentes escenarios de mitigación es posible lograr reducciones entre 21 y 31 MtCO₂eq, dependiendo del escenario. Las emisiones restantes, respecto a la línea base, deben ser abordadas desde las compensaciones voluntarias o el mercado de bonos de carbono. Para lograr la carbono neutralidad se estima que deben compensarse entre 300 000 y 700 000 ha para el año 2050.

En relación con los costos de reducción de emisiones se estiman las curvas de costos marginales de abatimiento. Considerando la información disponible y la incertidumbre asociada, se estiman costos que van de 27 904 millones de dólares a 38.154 millones de dólares (base 2019). La medida de eficiencia energética en centrales térmicas tiene el mayor nivel de costo marginal de abatimiento: 148 USD/tCO₂eq, seguido por la medida de diversificación de la matriz energética, con un rango entre los 42 USD/tCO₂eq y 85 USD/tCO₂eq. Por otro lado, se encuentra que las medidas de ferroaleaciones y pétreos, así como las medidas de gestión activa de la demanda, presentan un ahorro esperado aunque con niveles bajos de emisiones abatidas (de 4 a 10MtCO₂eq).

Finalmente, se estima que sin la implementación de las medidas de mitigación, el sector incurriría en el pago de 4635 millones de dólares o 0.69 % del PIB sectorial por obligaciones relacionadas con el impuesto al carbono; por otra parte, la sociedad en su conjunto se enfrentaría a costos de alrededor de 19.659 millones de dólares o 2,69 % del PIB sectorial a causa de las externalidades negativas que se generen por las emisiones de gases de efecto invernadero (costo social del carbono).





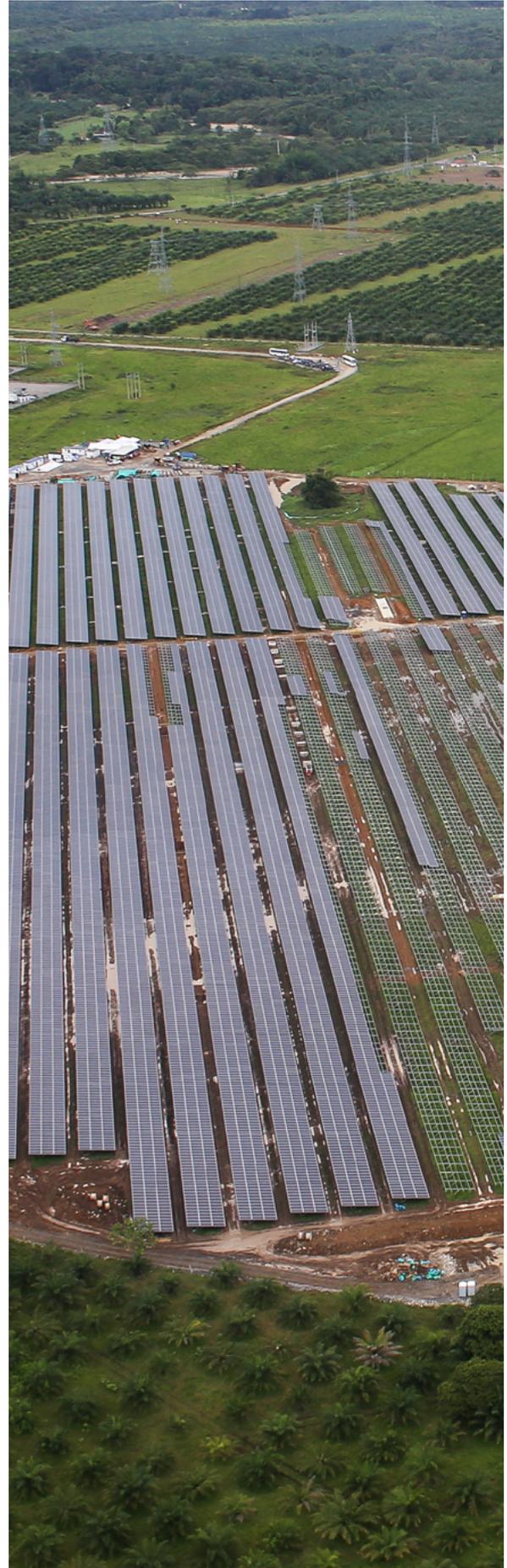
OBJETIVOS

Objetivo general

Estimar los escenarios de mitigación de gases de efecto invernadero a 2030 y carbono neutralidad al 2050 para el sector minero energético.

Objetivos específicos

- 1 Describir el estado actual de las emisiones del sector minero energético hasta el año 2019.
- 2 Estimar las emisiones de gases de efecto invernadero del escenario de referencia a 2030.
- 3 Estimar los potenciales de mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero a 2030.
- 4 Estimar las emisiones de gases de efecto invernadero del escenario de referencia a 2050.
- 5 Estimar los potenciales de mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero a 2050.
- 6 Estimar las curvas de costos marginales de abatimiento de las acciones de mitigación propuestas y analizar la relación costo-beneficio considerando la información disponible.
- 7 Definir los escenarios de carbono neutralidad del sector minero energético al 2050.



2

EMISIONES DEL SECTOR MINERO ENERGÉTICO 2010-2019



2.1 Comportamiento histórico de las emisiones del sector minero energético 2010-2019

El PIGCCme, a través de los reportes de seguimiento del Sistema de Monitoreo, Reporte y Verificación del sector minero energético (MRVme), ha estimado las emisiones GEI por departamento empleando información del sector, como parte del seguimiento a las metas de mitigación. En el Gráfico 2-1 se presentan los resultados obtenidos en la segregación geográfica mencionada y la participación de cada uno de los subsectores. Este gráfico muestra la diversidad de emisiones del sector minero energético por cada departamento, entre los que se destacan los departamentos de: i) Meta, Casanare, Bolívar, Santander, Arauca, Huila, Tolima y Sucre, con emisiones mayoritariamente provenientes del subsector del petróleo y gas; ii) Atlántico, Antioquia, Caldas, y Valle del Cauca, con emisiones mayoritarias del subsector de generación eléctrica del Sistema Interconectado Nacional (SIN); iii) Amazonas, Cauca, Chocó, Guainía, Guaviare, Nariño,

San Andrés, Vaupés y Vichada con emisiones gobernadas por la generación eléctrica de Zonas No Interconectadas (ZNI); iv) Cesar con emisiones provenientes principalmente de la extracción de carbón; v) Córdoba, Caquetá, Risaralda y Quindío, con emisiones significativas provenientes de la extracción de otros minerales¹ y los departamentos de Boyacá, Cundinamarca, Norte de Santander y La Guajira, con emisiones mixtas de cada uno de los subsectores. Adicionalmente, se destaca el incremento en emisiones que han tenido los departamentos de Córdoba y Magdalena, producto de la puesta en marcha de fuentes de emisión para generación de electricidad conectadas al SIN, el descenso de las emisiones en generación de energía para el SIN en Antioquia, Caldas y Valle del Cauca, y una tendencia al alza de las emisiones por generación en ZNI en los departamentos de Amazonas, Chocó, Guainía, Vaupés y Vichada.

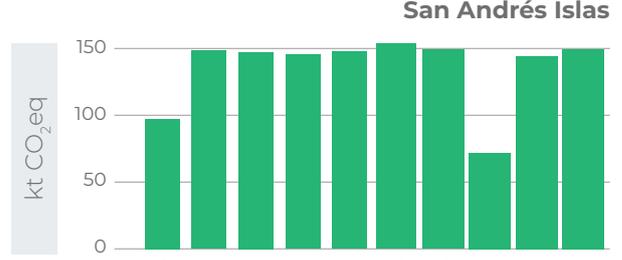
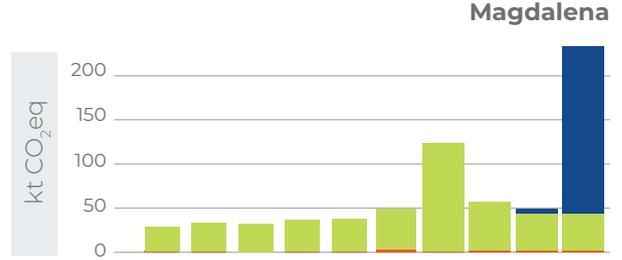
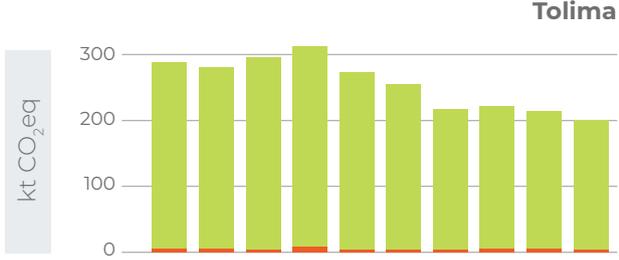
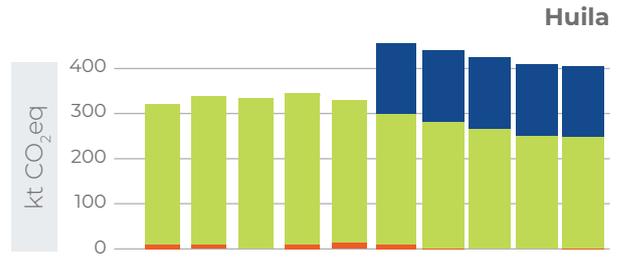
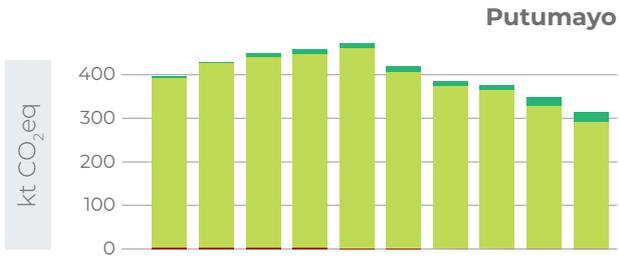
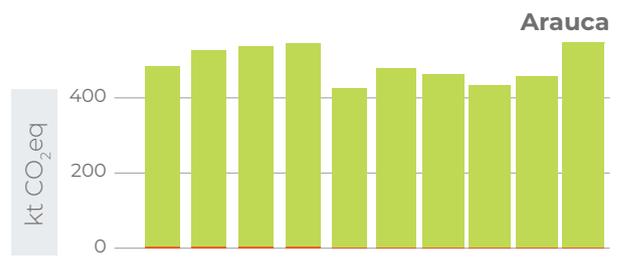
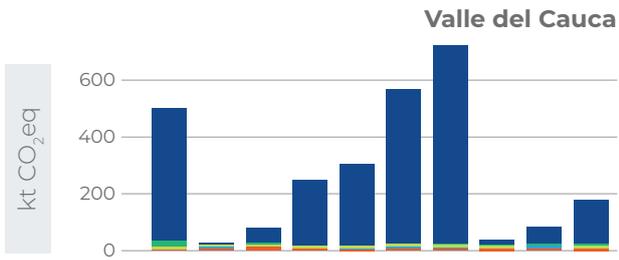
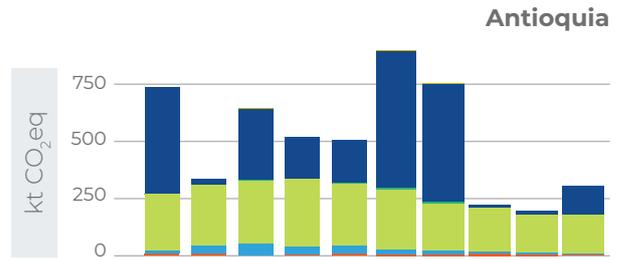
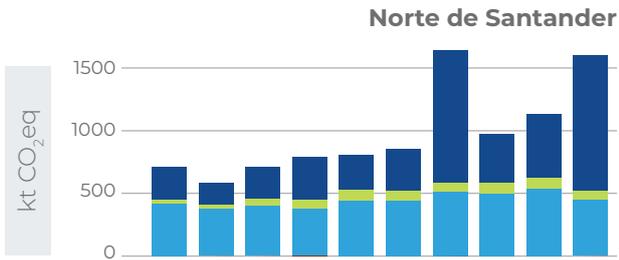


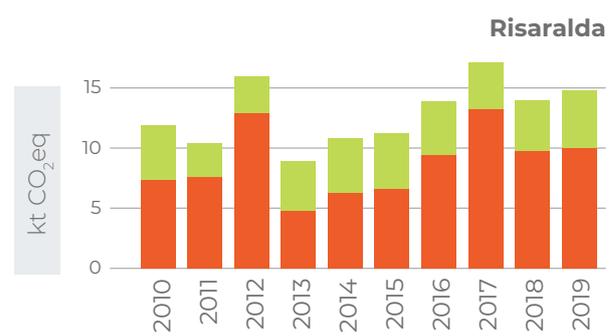
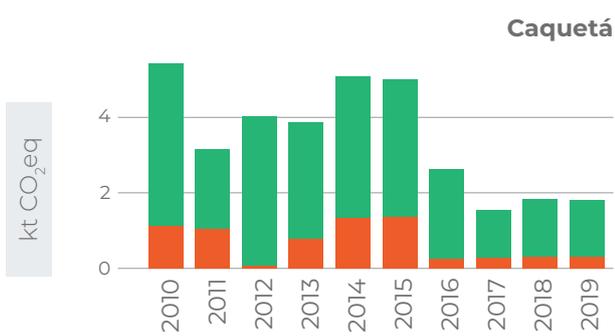
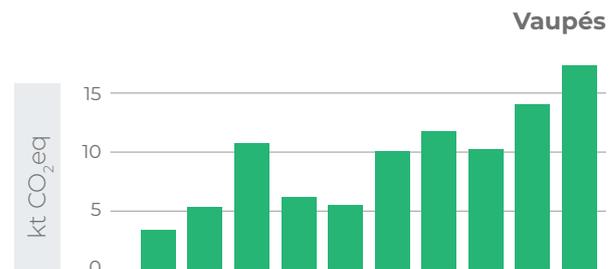
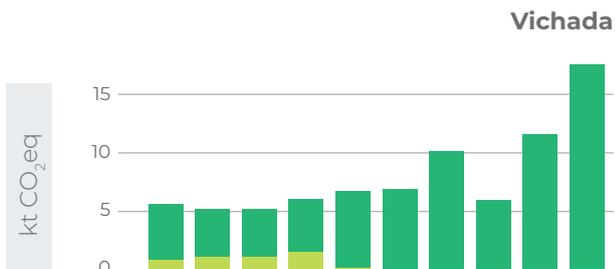
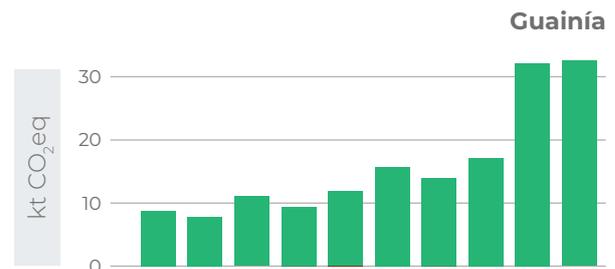
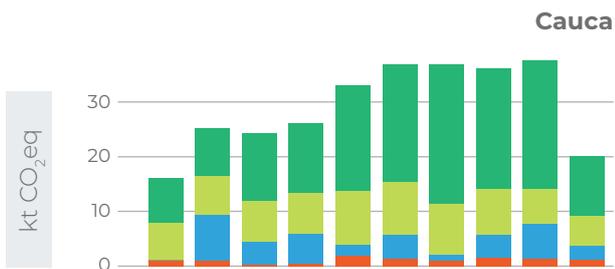
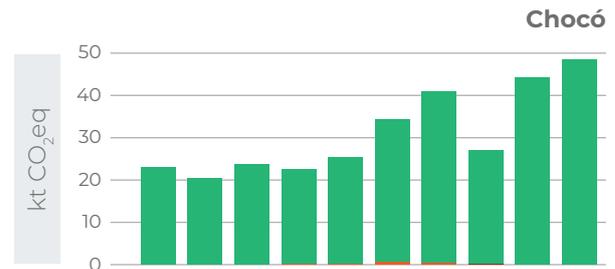
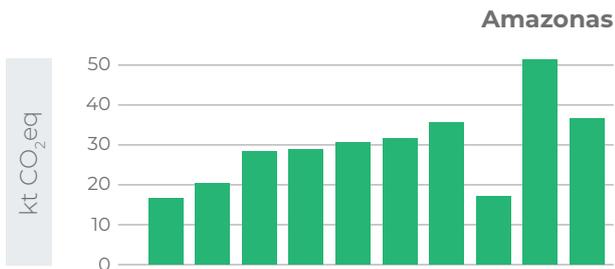
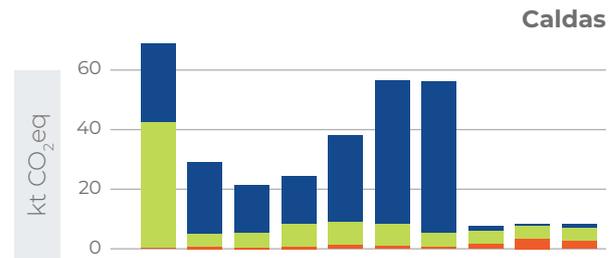
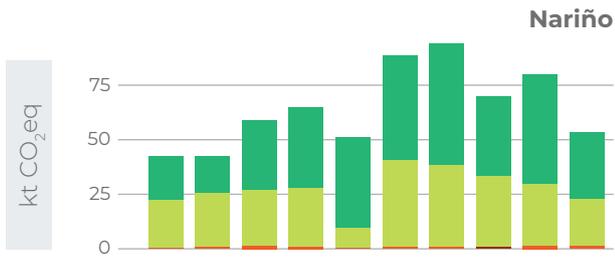
¹ Dentro de los otros minerales se encuentran arenas de cantera, arena de río, arena silicio, otras arenas, asfaltita, barita, diabasa, gravas, gravas de cantera, gravas de río, recebo y ferroníquel.

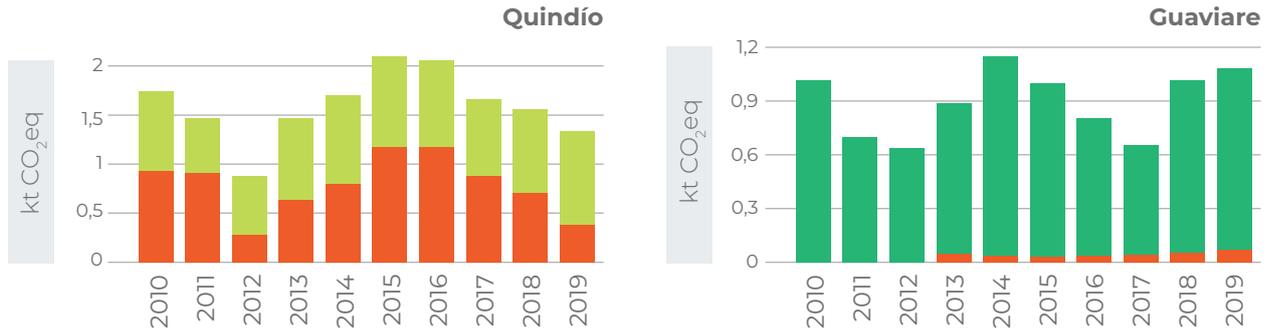
Gráfico 2-1. Emisiones históricas por departamento del sector minero energético del país

Sub-Sector: ■ Generación de electricidad - SIN ■ Petróleo y Gas Natural ■ Otros Minerales
■ Generación de electricidad - ZNI ■ Carbón









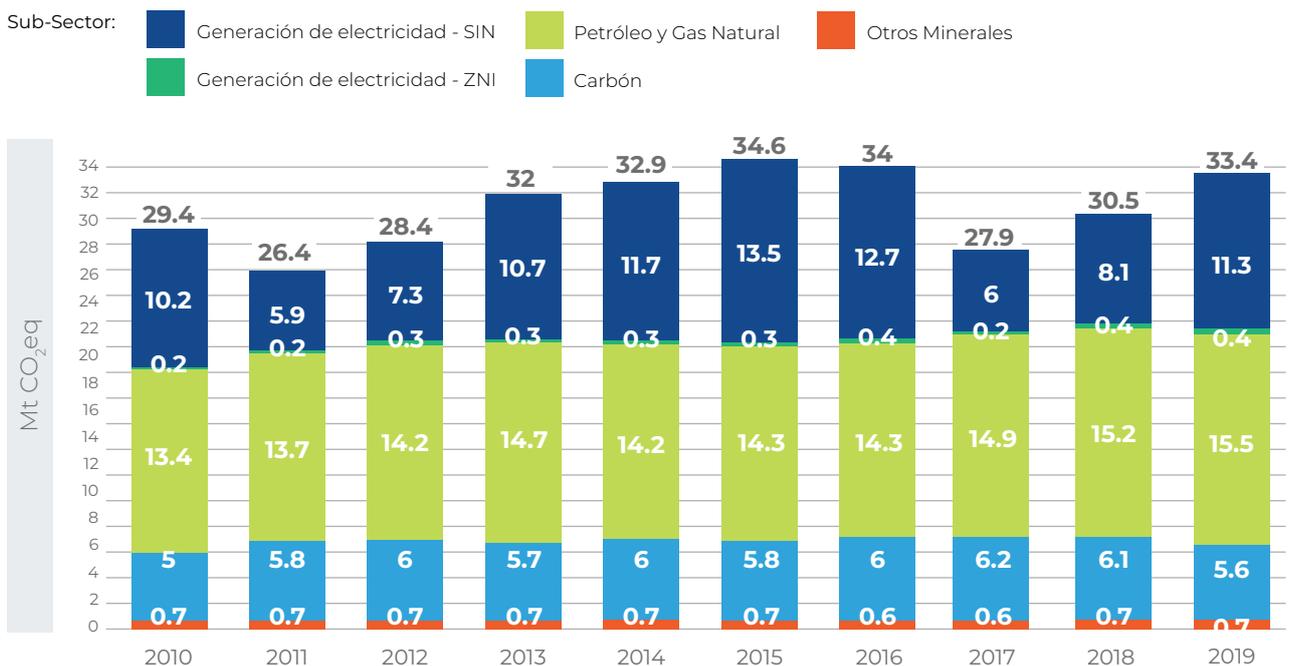
Fuente: Elaboración propia.

Al agregar las emisiones departamentales y llevarlas a escala nacional, se consolidan las emisiones nacionales del sector minero energético del país, las cuales se encuentran representadas en el Gráfico 2-2; en dicho gráfico, las etiquetas blancas muestran los valores de las emisiones para cada uno de los subsectores en Mt CO₂eq, mientras que las etiquetas negras en la cima de cada barra muestran el valor de emisión total del sector para el sector en Mt CO₂eq.

petróleo y gas, siendo este último el que tiene mayor participación en las emisiones desde el 2010. La serie histórica mostró un incremento de emisiones de ~26 Mt CO₂eq en el 2011 a ~35 Mt CO₂eq en el 2015, con un aumento promedio de ~2 Mt CO₂eq/año; sin embargo, entre 2016 y 2017 las emisiones bajaron drásticamente hasta ~28 Mt CO₂eq, debido principalmente a la reducción de emisiones GEI emitidas en el SIN. A partir de 2017, las emisiones GEI se han incrementado a una tasa de ~3 MtCO₂eq/año, hasta llegar a emisiones de ~33 Mt CO₂eq en el 2019, siendo este crecimiento de emisiones modulado principalmente por la generación eléctrica en el SIN.

A nivel nacional, las emisiones GEI del sector han estado fuertemente influenciadas por la generación eléctrica en el SIN y por el subsector de

Gráfico 2-2. Emisiones históricas a nivel nacional del sector minero energético del país



Fuente: Elaboración propia.

2.2 Estado actual de las emisiones del sector

Para el año 2019, se ha estimado que las emisiones contabilizadas por el Ministerio de Minas y Energía alcanzaron el valor de 33,4 Mt CO₂eq, de los cuales el 17 % están asociadas a la extracción de carbón, 34 % a la generación de energía en el SIN, 1 % a la generación de energía en las ZNI, 2 % a la extracción y procesamiento de otros minerales y el 46 % a los procesos de extracción, almacenamiento, transporte y tratamiento de hidrocarburos (ver Gráfico 2-2).

El diagrama de Sankey, representado en el Gráfico 2-3, muestra la relación entre las emisiones de los distintos subsectores con las actividades principales que generan emisiones GEI y su aporte a cada una de las categorías de la metodología IPCC 2006². En dicha figura, se muestra que el sector tiene un gran aporte de emisiones debido al consumo de combustibles (C.C.), seguido de emisiones fugitivas (E.F.) y otras emisiones en menor escala, asociadas a embalses y producción de etileno. Dicho diagrama muestra, adicionalmente, lo siguiente: i) las emisiones por quema de combustible en la generación de electricidad (IA1a) están repartidas principalmente entre el consumo de combustible de carbón y de gas natural, ii) las emisiones por quema de combustible en refinación de petróleo están gobernadas principalmente por quema de gas natural y gas de refinación, iii) las emisiones fugitivas por la minería de carbón tienen magnitudes similares entre minería de superficie y minería subterránea, pese a que el país produce en mayor cantidad el carbón en minas

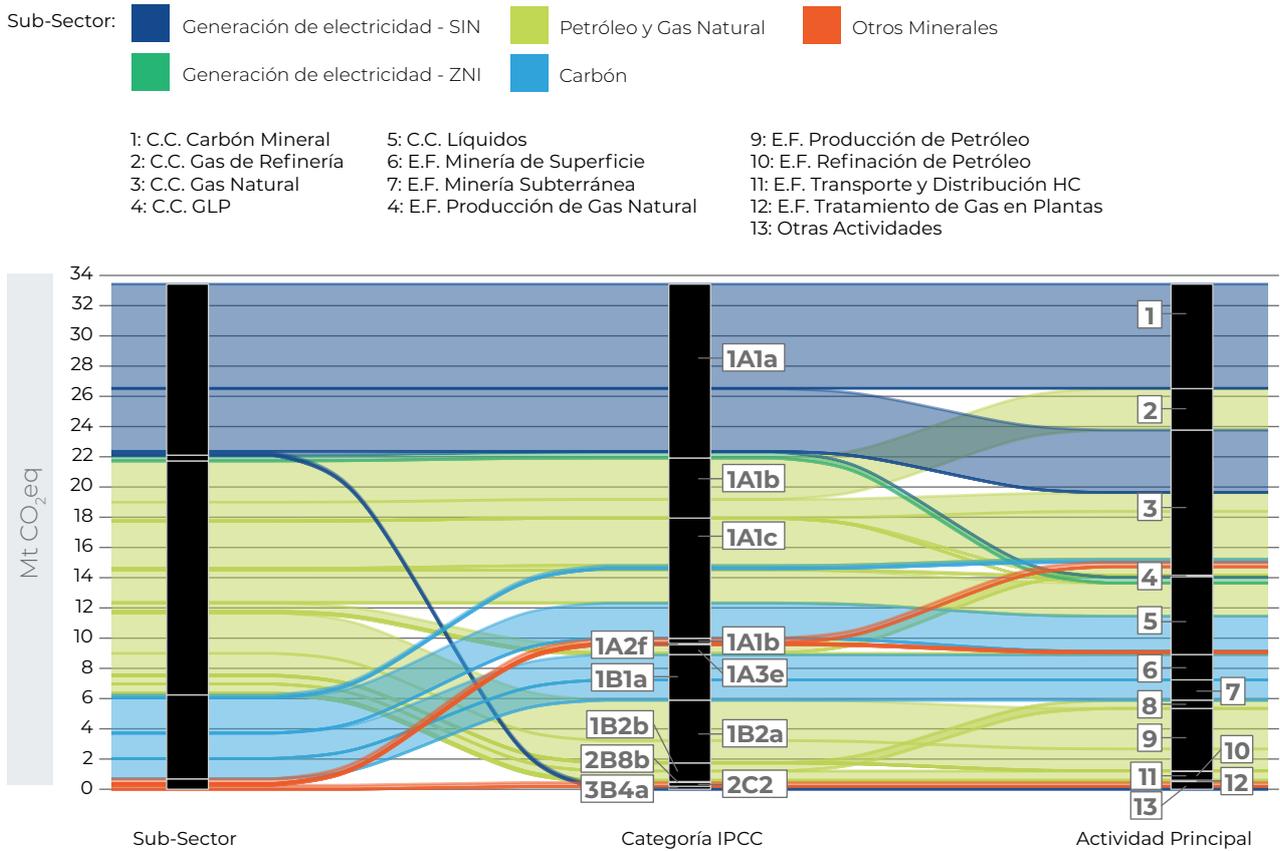
de superficie, y iv) que las emisiones fugitivas en la producción de petróleo son las que más aportan en la categorías de emisiones fugitivas de petróleo y gas (1B2a y 1B2b). Por otro lado, el diagrama Sankey del Gráfico 2-4 resalta que para el 2019 las emisiones fueron mayoritariamente de CO₂, producto de la combustión de combustibles, seguido de CH₄, emitido principalmente por emisiones fugitivas; el N₂O tiene una participación muy baja en el sector, la cual proviene principalmente de la combustión. Los porcentajes de participación para cada GEI se encuentran en 17,0 % de CH₄, 82,8 % para CO₂ y 0,2 % para N₂O.

Al analizar las emisiones por las actividades principales del sector, el 95 % de las emisiones son asociadas al consumo de combustible (CC) de gas natural, carbón mineral, gas de refinación y diesel oil, y a las emisiones fugitivas (EF) asociadas a la extracción de petróleo, gas natural, y carbón, tanto de superficie, como subterránea (ver Gráfico 2-5). Las emisiones más significativas del sector se concentran en el consumo de gas natural, con 9,60 MtCO₂eq y en el consumo de carbón mineral con 6,92 MtCO₂eq. Por otro lado, los departamentos con mayor aporte en emisiones del sector son: Meta, La Guajira, Atlántico, Santander, Casanare, Cesar, Córdoba, Boyacá, Bolívar, Norte de Santander y Cundinamarca, los cuales concentran alrededor del 93 % de las emisiones del sector (ver Gráfico 2-6); Finalmente, la distribución espacial de las emisiones para todo el sector se puede encontrar en el Mapa 2-1.



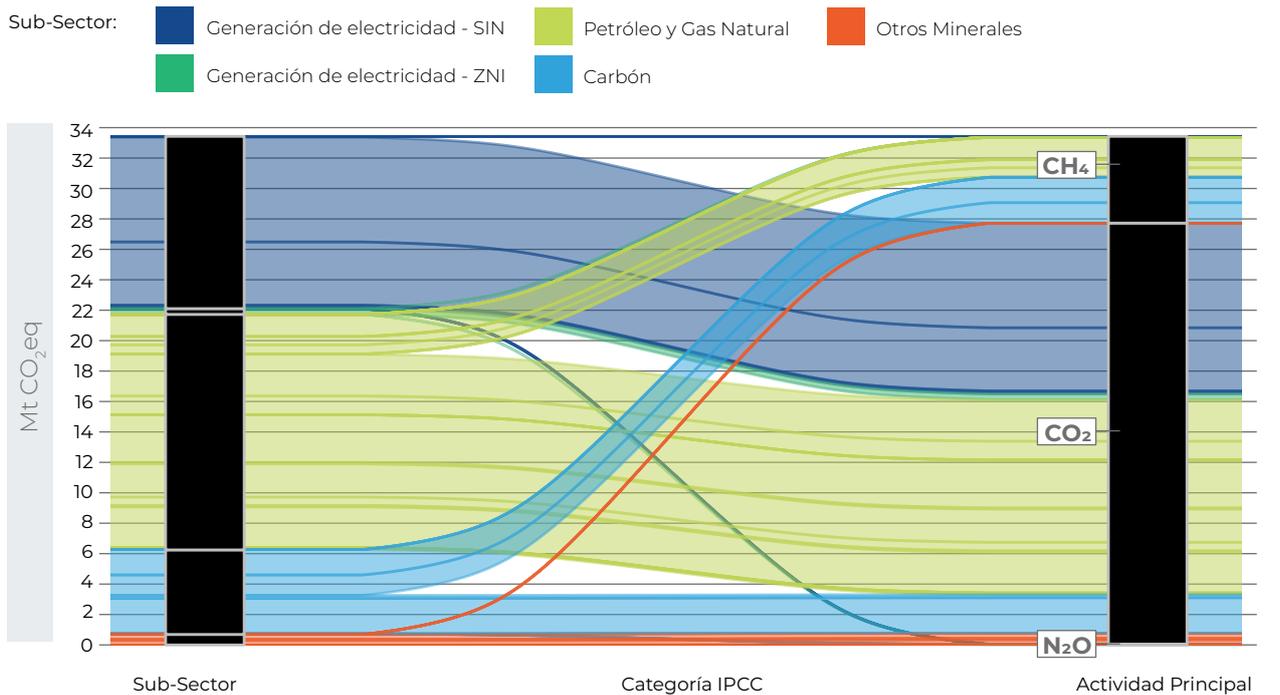
² <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.html>

Gráfico 2-3. Relación entre las emisiones del sector con las categorías IPCC 2006 y GEI emitidos - 2019



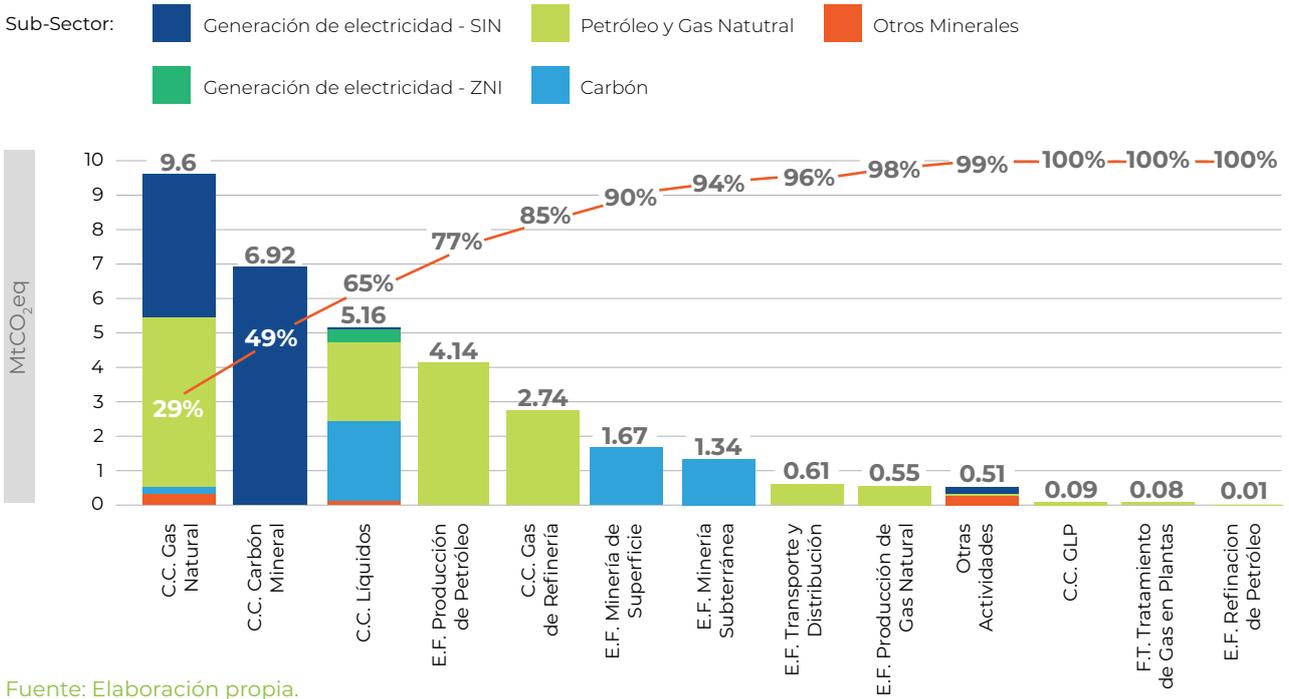
Fuente: Elaboración propia.

Gráfico 2-4. Relación entre las emisiones del sector con los GEI emitidos - 2019



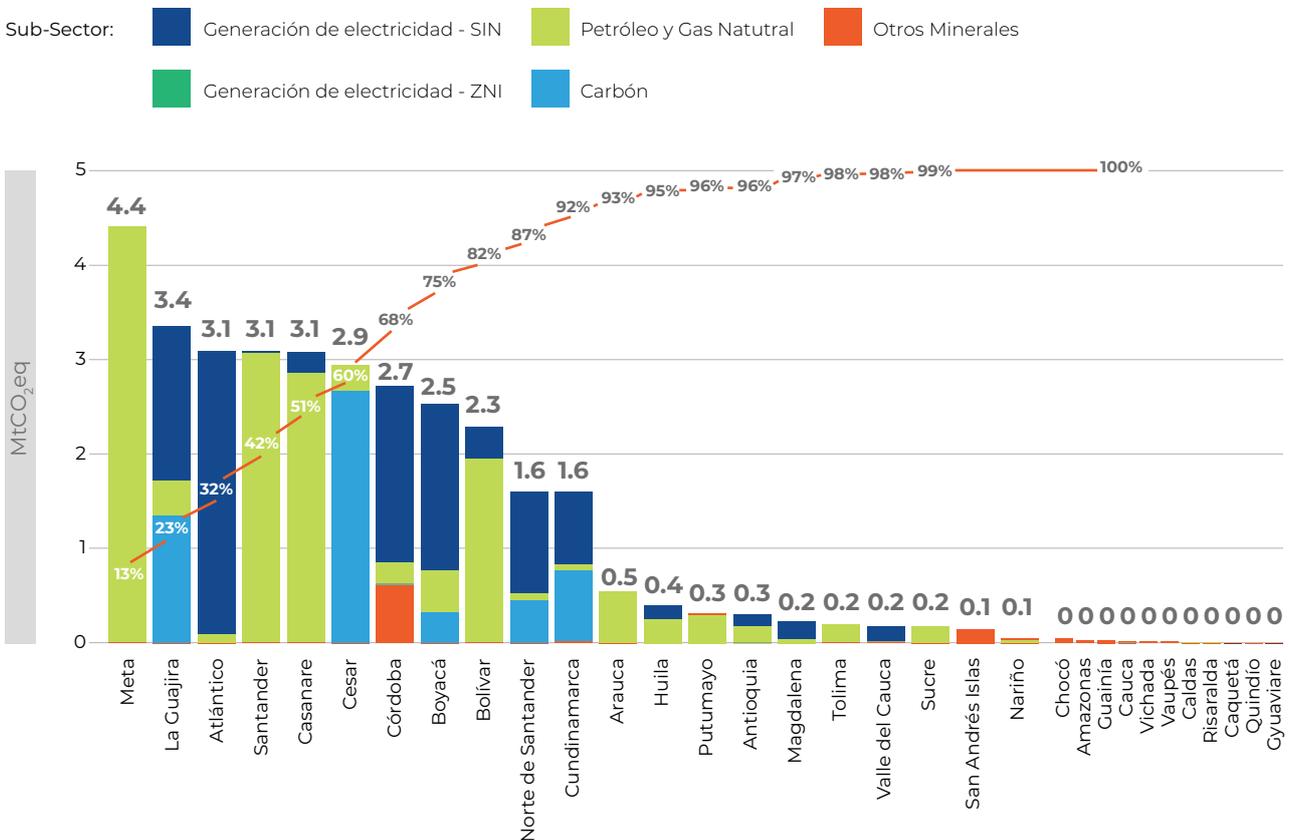
Fuente: Elaboración propia.

Gráfico 2-5. Diagrama de Pareto de emisiones GEI por actividades dentro del sector - 2019



Fuente: Elaboración propia.

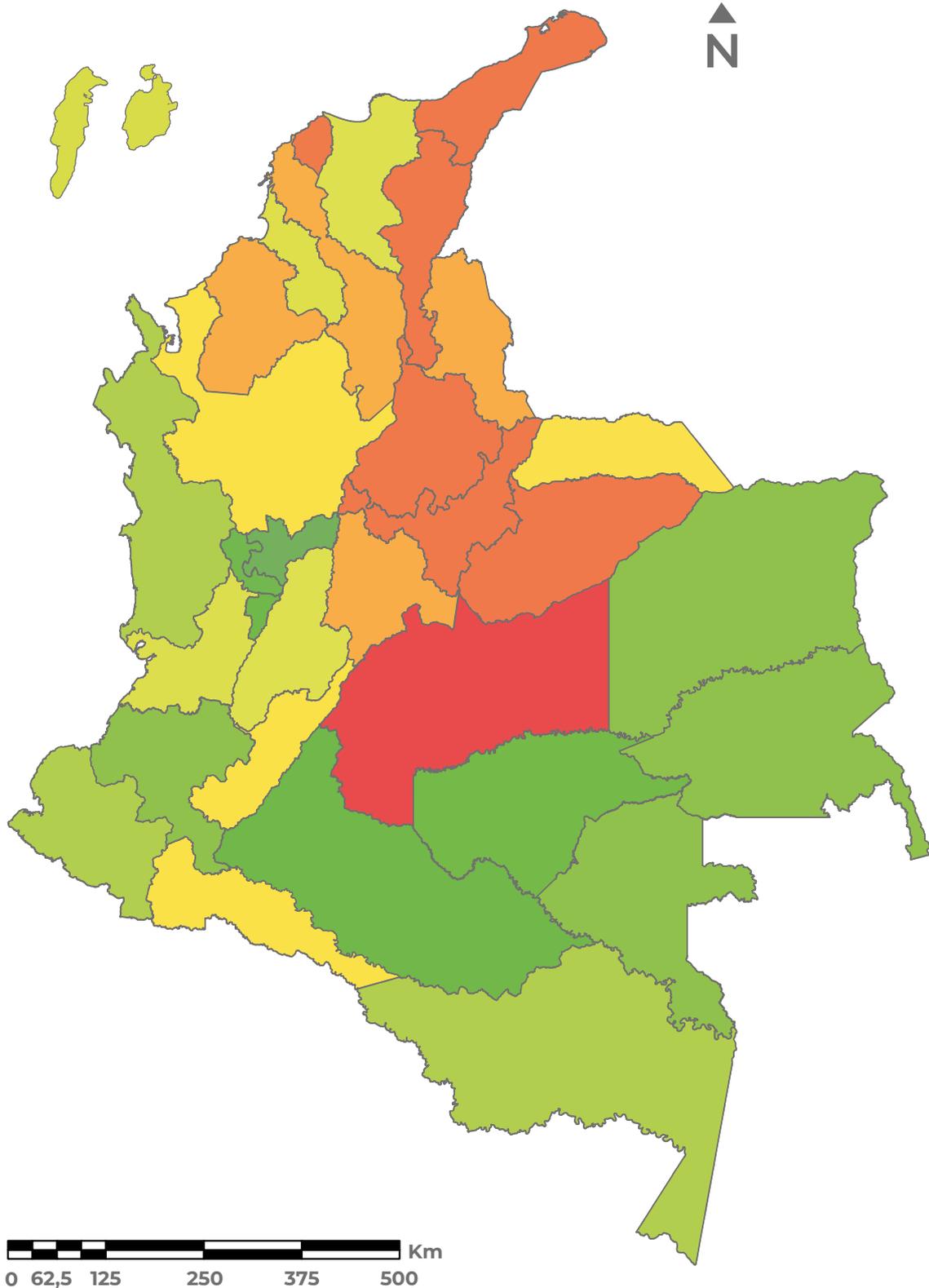
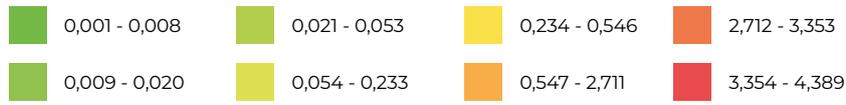
Gráfico 2-6. Diagrama de Pareto de emisiones GEI del sector por departamento - 2019



Fuente: Elaboración propia.

Mapa 2-1. Distribución de emisiones GEI del sector en el territorio nacional - 2019

Emisiones Mt CO₂eq



Fuente: Elaboración propia



3

CAMINO A LA CARBONO
NEUTRALIDAD DEL
SECTOR MINERO
ENERGÉTICO

3.1 Escenarios a 2030

3.1.1 Estimación de emisiones para el escenario de referencia

En esta sección del documento se especifican las proyecciones que el Ministerio de Minas y Energía empleó para estimar las emisiones GEI para el escenario de referencia a 2030, entre ellas: el Plan de Expansión de Referencia de Generación 2016-2030 de la UPME (2016), el Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2019-2028 de la UPME (2020a), el Plan Indicativo de Combustibles Líquidos del 2020 de la UPME (2020b), la proyección de producción de carbón de la UPME (SIMCO, 2018a) (SIMCO, 2018b) y la estrategia de desarrollo bajo en carbono, análisis de riesgo climático y portafolio de medidas de adaptación para los subsectores mineros de ferróniquel y materiales de construcción desarrollado por GIZ, Programa de Materias Primas y Clima (MaPriC) (2021).

Por otro lado, las emisiones de generación de energía en las ZNI son estimadas indirectamente a partir de la generación de energía en estas zonas, para lo cual se usó como *driver* la proyección de crecimiento de la población rural del DANE (2019), en los departamentos que hacen parte de la ZNI.

Adicionalmente, se plantea la metodología de proyección para aquellas variables que, aunque no son proyectadas por el sector, están relacionadas directamente con las proyecciones de energéticos y minerales realizadas por el Ministerio.³ Finalmente, se resume la metodología empleada para la estimación de emisiones de acuerdo con la información proyectada y se realiza un análisis de los resultados obtenidos para las emisiones del escenario de referencia a 2030.

3.1.1.1 Proyecciones de energéticos y minerales del Ministerio de Minas y Energía para el 2030

A. Proyección de generación de energía

Dentro del plan de expansión de la UPME para el periodo 2016-2030 (UPME, 2016), se cuenta con una gran variedad de escenarios que van desde la continuidad de ciertas condiciones de operación hasta distintos cambios en la matriz energética; teniendo esto en cuenta, se ha tomado como escenario de referencia el Escenario 1.1

cuyo comportamiento es similar al escenario 7 del plan de expansión de la UPME para el periodo 2014-2028, el cual fue usado para el primer ejercicio de estimación de línea base 2030 para la NDC del año 2015. El cronograma de expansión y porcentajes de participación del Escenario 1.1 se presenta a continuación:

3. Estas variables son: consumos de combustibles en SIN, ZNI, minería de carbón e hidrocarburos, hidrocarburos transportados, número de pozos, gas natural enviado a plantas, distribuido y

comercializable, producción de GLP y etileno, y producción de carbón en minería superficial y subterránea.

↓ **Tabla 3-1** Cronograma de expansión del Escenario 1.1 del Plan de Expansión de Energía 2016-2030

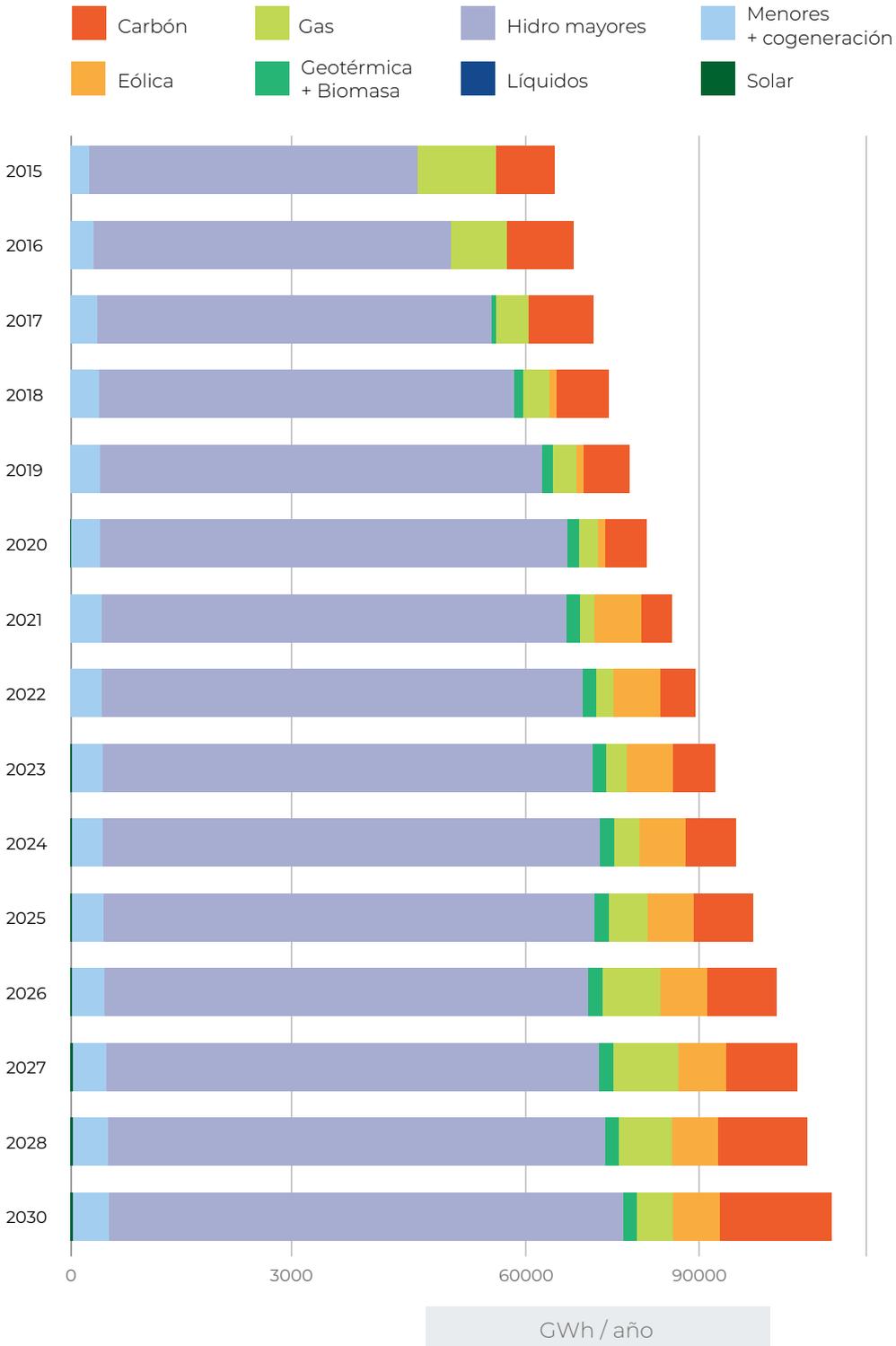
Central	Fecha de entrada	Capacidad (MW)	Recurso
Gecelca 3.2	may-17	250,0	Carbón
Termonorte	jun-18	88,3	Líquidos
Ituango	nov-18	300,0	Hidráulico
	feb-19	600,0	Hidráulico
	may-19	900,0	Hidráulico
	ago-19	1200,0	Hidráulico
	sep-21	1500,0	Hidráulico
	dic-21	1800,0	Hidráulico
	mar-22	2100,0	Hidráulico
	jun-22	2400,0	Hidráulico
Hidro 1	nov-20	80,0	Hidráulico
Hidro 2	nov-20	36,0	Hidráulico
Hidro 3	nov-20	55,0	Hidráulico
Hidro 4	ene-21	56,0	Hidráulico
Hidro 5	ene-28	45,0	Hidráulico
Hidro 6	jul-29	351,8	Hidráulico
TermGas 4	mar-17	19,0	Gas
TermGas 5	mar-17	19,0	Gas
TermGas 6	mar-17	19,0	Gas
TermGas 1	dic-17	50,0	Gas
TermGas 3	dic-17	40,0	Gas
TermGas 1	jul-29	90,0	Gas
TermGas 2.2	jul-29	150,0	Carbón
TermGas 3.2	jul-29	165,0	Carbón
TermGas 3.4	jul-29	165,0	Carbón
TermGas 5	jul-29	160,0	Carbón
TermGas 4	jul-29	175,0	Carbón
	dic-29	350,0	Carbón
Eolo I2	ene-19	32,0	Eólico
Eolo E1.1	ene-19	150,0	Eólico
Eolo J3	ene-22	180,0	Eólico
Exp. Solar	ene-17	1,1	Sol
Exp. Solar	ene-26	37,9	Sol
Exp. Solar	ene-28	64,1	Sol
Exp. Solar	ene-30	90,5	Sol
Cog. Caña	dic-17	57,0	Caña
	dic-18	107,0	Caña
Cog. Palma	dic-17	48,1	Palma
	dic-18	97,9	Palma
	dic-19	169,1	Palma
	dic-20	178,0	Palma
Menores	Crecimiento según proyección estimada		

Fuente: UPME, 2016

En términos de generación de energía, las siguientes son las proyecciones esperadas para cada año, mostrando la participación de cada

tipo de generación (Gráfico 3-1) y la serie temporal proyectada para cada variable (Gráfico 3-2).

Gráfico 3-1. Generación de energía del Escenario 1.1 a nivel nacional del plan de expansión de energía 2016-2030

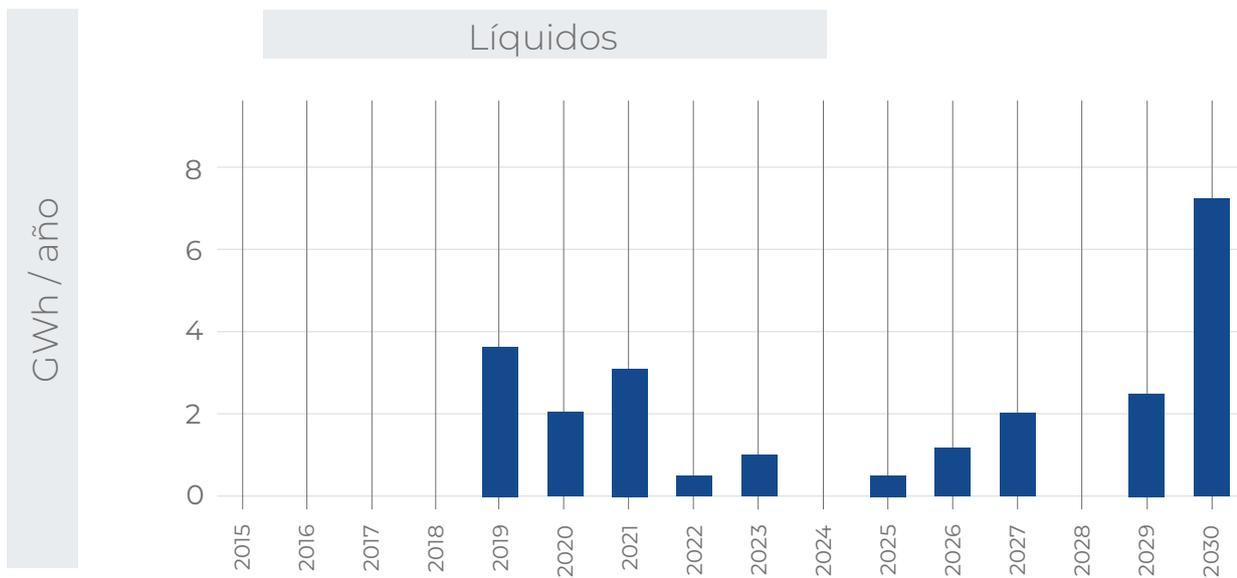
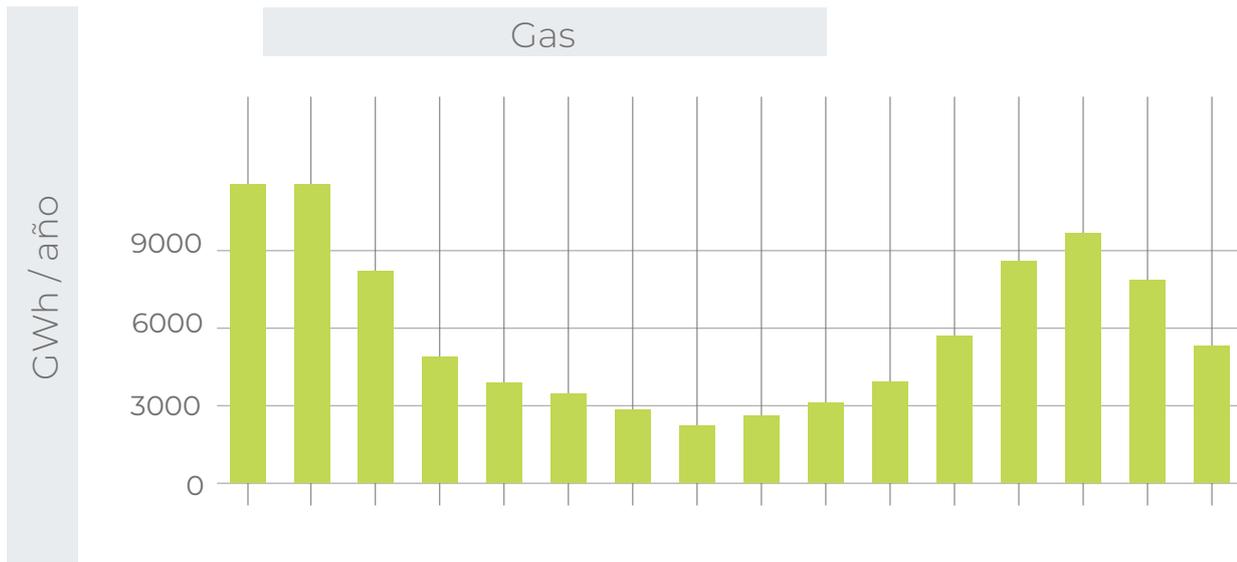


Fuente: elaboración propia a partir de UPME, 2016

📉 **Gráfico 3-2.** Generación de energía del Escenario 1.1 por tipo de generación de acuerdo al plan de expansión de energía 2016-2030







Fuente: elaboración propia a partir de UPME, 2016

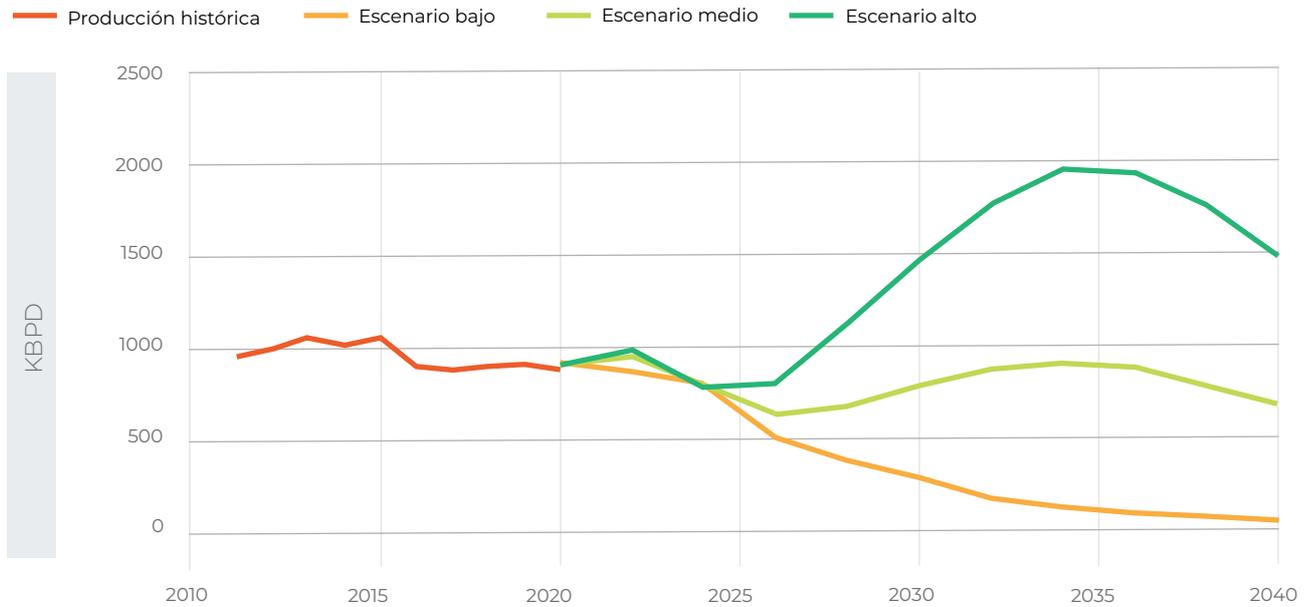


B. Proyección de producción y refinación de petróleo

En el caso de la producción de petróleo, el Ministerio de Minas y Energía proyectó dicha variable en tres escenarios catalogados como: escenario bajo, escenario

medio y escenario alto. Para propósitos de la proyección del escenario de referencia 2030, se ha empleado el valor del escenario medio de producción.

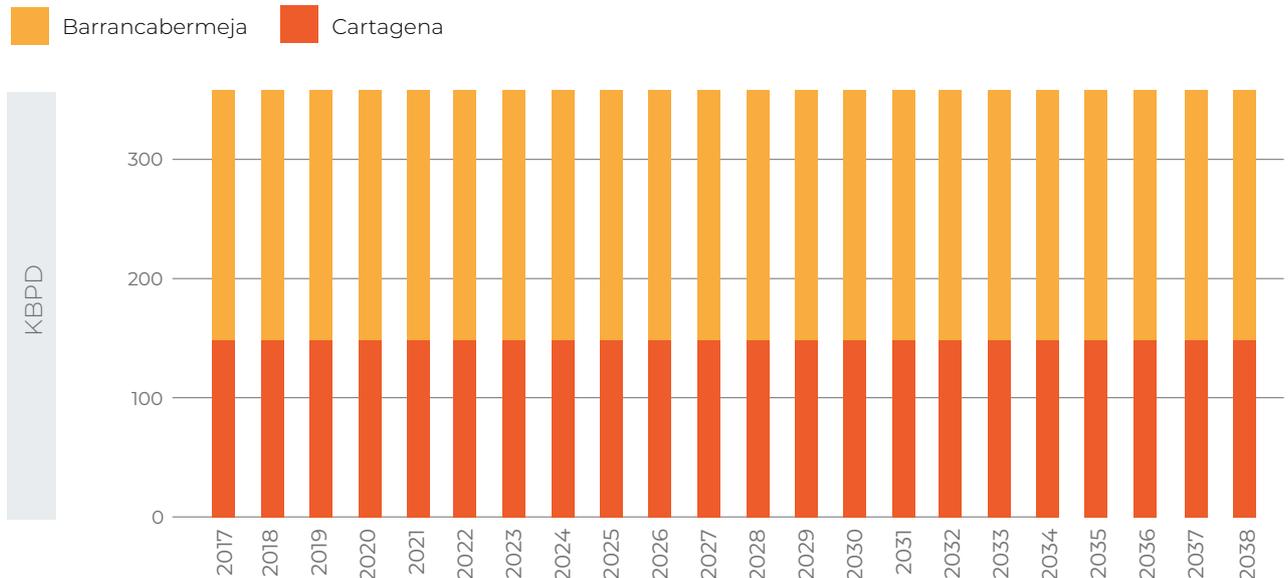
Gráfico 3-3. Proyecciones de producción de petróleo del plan de abastecimiento de líquidos del 2020



Fuente: elaboración propia

En el caso de la proyección de la cantidad de petróleo refinado, se maneja un valor prácticamente constante de 361 KBPD (150 KBPD refinería de Cartagena y 210 KBPD para la refinería de Barrancabermeja), ya que no se proyectan expansiones de refinación del país para los próximos años.

Gráfico 3-4. Proyecciones de refinación de petróleo del plan de abastecimiento de líquidos del 2020



Fuente: elaboración propia a partir de UPME, 2020b



C. Proyección de producción y oferta de gas natural

Dentro del Plan de Expansión del Gas Natural del año 2019 se plantean 3 escenarios: el primero, un escenario de proyección donde el gas fiscalizado incluye 50 GBTUD de gas importado; el segundo, incluye la proyección de gas fiscalizada, con un incremento de producción de gas que aún no está fiscalizada e incremento en la participación de yacimientos no convenciona-

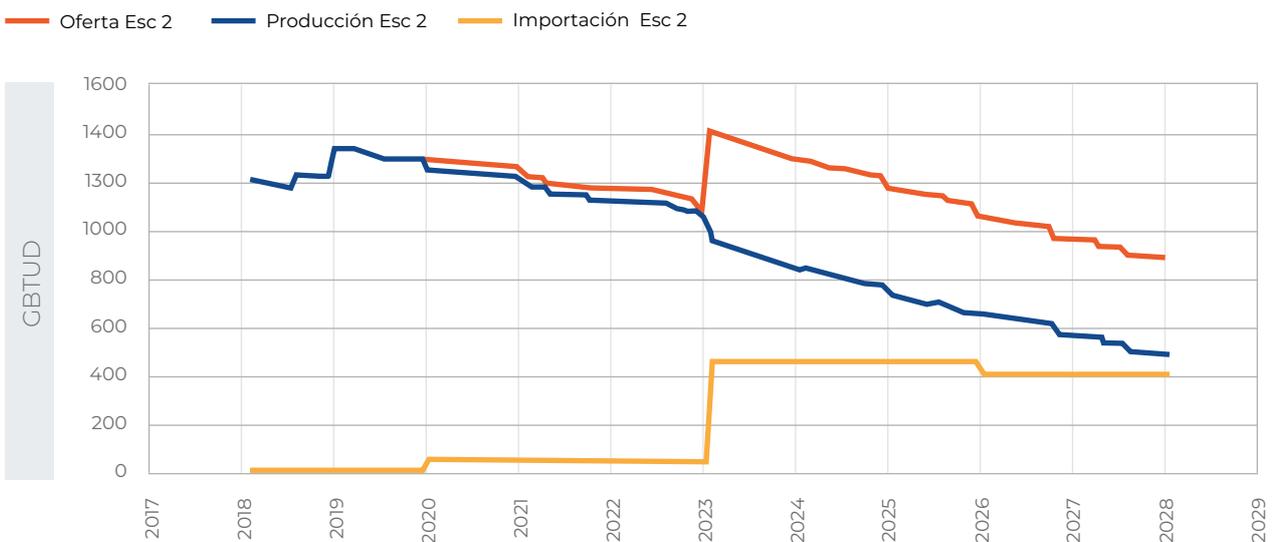
les, junto con un incremento hasta de 400 GBTUD en importación; el tercer escenario es el mismo escenario 2, solo que a partir del 2026 se incrementaría la cantidad de gas importado hasta 800 GBTUD. Para propósitos de este documento, y basados en reuniones con profesionales del sector, se empleó la proyección del escenario 2, el cual se muestra en el Gráfico 3-5.

D. Proyección de carbón

La UPME planteó 3 escenarios de producción, denominados divergencia, continuidad y coexistencia, cada uno de los cuales tiene sus respectivos supuestos detallados en el documento específico (SIMCO, 2018a) (SIMCO, 2018b). Para

propósitos de la estimación del escenario de referencia, la UPME ha recomendado emplear el escenario de continuidad de la producción de carbón y del consumo intermedio de carbón⁴, los cuales se encuentran en el Gráfico 3-6.

Gráfico 3-5. Proyecciones de gas natural del 2019

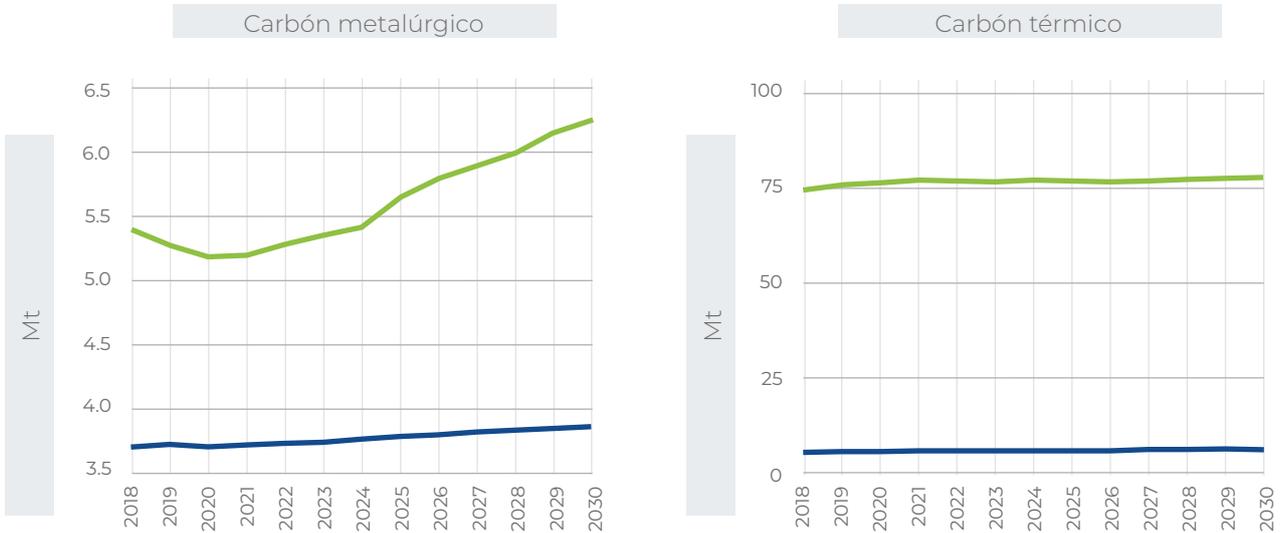


Fuente: elaboración propia a partir de información de la UPME, 2018

4. Consumo intermedio hace referencia al consumo de carbón en procesos de producción.

📉 **Gráfico 3-6.** Proyecciones, producción y consumo intermedio de carbón en el escenario de continuidad

— Producción — Consumo intermedio de carbón



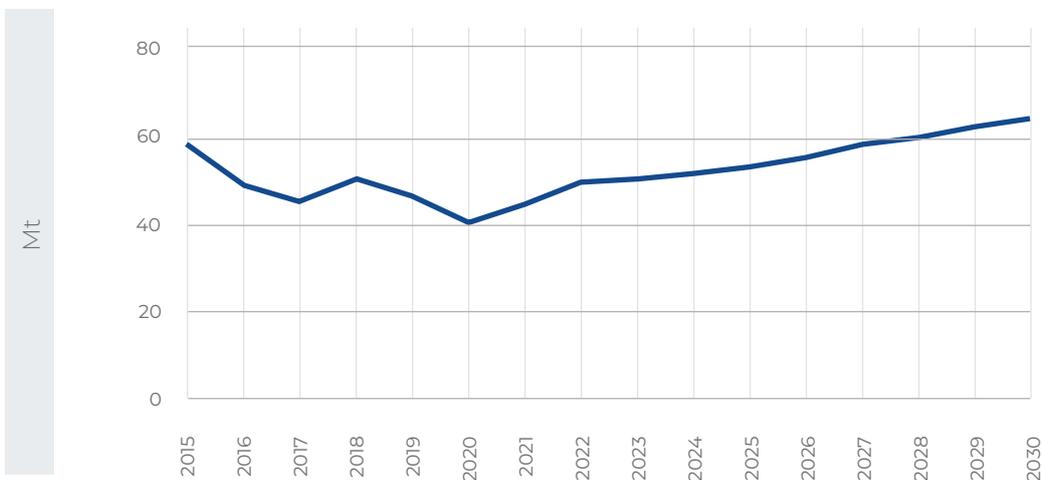
Fuente: elaboración propia a partir de información del SIMCO, 2018a, 2018b

E. Proyección de otros minerales

Dentro de los otros minerales que fueron proyectados, se encuentran: arenas de cantera, arena de río, arena silicio, otras arenas, asfaltita, barita, diabasa, gravas, gravas de cantera, gravas de río, recebo y ferroníquel. Para la producción de ferroníquel se usó la proyección del escenario de continuidad para este material —realizada por la UPME— en la que su producción se mantie-

ne constante a 2050, los materiales agregados se proyectan de acuerdo con el crecimiento del PIB del subsector construcción. Estas proyecciones se toman del documento “Estrategia de desarrollo bajo en carbono, análisis de riesgo climático y portafolio de medidas de adaptación para los subsectores mineros de ferroníquel y materiales de construcción” (GIZ - MaPriC, 2021).

📉 **Gráfico 3-7.** Proyección a 2030 de la producción de otros minerales



Fuente: elaboración propia a partir de GIZ-MaPriC, 2021

3.1.1.2 Metodología de estimación de GEI en el escenario de referencia 2030

Para la estimación de las emisiones GEI en el escenario de referencia, se emplearon las variables enlistadas en la Tabla 3-2 como actividades. En dicha tabla aparecen relaciones entre variables denominadas coeficientes de ajuste entre va-

riables, los cuales son estimados a partir de las correlaciones de la información histórica de las variables que definen la actividad. Los resultados detallados de esta metodología se pueden encontrar en el ANEXO 2.2

⬇ **Tabla 3-2** Métodos de proyección de variables requeridas para la estimación de la línea base 2030

Subsector	Actividad	Método de proyección	Observaciones
Sistema Interconectado Nacional	Generación de energía	Variable ya proyectada en el Plan de Expansión de Generación de Energía Eléctrica de la UPME del año 2016	La proyección de esta variable empieza desde el 2016, por lo que para el año 2015 se reportan los valores históricos de generación de energía eléctrica como parte de la línea base. Para el periodo 2010-2014 se proyectaron los consumos de combustible de manera lineal.
Sistema Interconectado Nacional	Consumo de combustible	$CnsCmb_{i,y} = \beta_{0,i} + \beta_{1,i} Gen_{i,y}$	CnsCmb_{i,y} : consumo de combustible 'i' en el año 'y', en TJ/año. Gen_{i,y} : generación de energía por fuentes que queman combustible 'i' en el año 'y', en GWh/año. β_{0,i} y β_{1,i} : coeficientes de ajuste entre variables por tipo de combustible 'i'.
Sistema Interconectado Nacional	Información de embalses	No se contempla proyección de embalses adicionales para esta categoría	Se hace un conteo de los años y se retiran las emisiones de los embalses actuales cuando cumplen una vida útil de 20 años.
Zonas No Interconectadas	Consumo de combustible	$CnsCmb_y = \beta_1 POB_y$	CnsCmb_y : consumo de combustible diesel en el año 'y', en TJ/año. POB_y : población en centros poblados y rurales de las ZNI en el año 'y', en habitantes. β₁ : coeficiente de ajuste entre variables.
Petróleo y Gas	Producción de petróleo	Variable ya proyectada en los planes de abastecimiento de líquidos de la UPME	La proyección de esta variable empieza desde el 2020, por lo que para el periodo 2010-2019 se reportan los valores promedio de proyecciones de los planes de abastecimiento de líquidos previos.
Petróleo y Gas	Cantidad de petróleo refinado	Variable ya proyectada en los planes de abastecimiento de líquidos de la UPME	La proyección de esta variable empieza desde el 2020, por lo que para el periodo 2010-2019 se reportan los valores históricos de cantidad de petróleo refinado como parte de la línea base.
Petróleo y Gas	Consumo de combustible en la refinación de petróleo	$CnsCmb_{i,y} = \beta_{1,i} PtRf_y$	CnsCmb_{i,y} : consumo de combustible 'i' en el año 'y', en TJ/año. PtRf_y : cantidad de petróleo refinado en el año 'y', en m ³ de petróleo refinado. β_{1,i} : coeficiente de ajuste entre variables por tipo de combustible 'i'.

Subsector	Actividad	Método de proyección	Observaciones
Petróleo y Gas	Cantidad de petróleo transportado por oleoductos	$TrnOld_y = \beta_i PtPr_y$	<p>TrnOld_y: petróleo transportado por oleoductos en el año 'y', en m³ de petróleo transportado.</p> <p>PtPr_y: cantidad de petróleo producido en el año 'y', en m³ de petróleo producido.</p> <p>β_i: coeficiente de ajuste entre variables.</p>
Petróleo y Gas	Consumo de combustibles en el transporte por oleoductos	$CnsCmb_{i,y} = \beta_{i,i} TrnOld_y$	<p>CnsCmb_y: consumo de combustible 'i' en el año 'y', en TJ/año.</p> <p>TrnOld_y: petróleo transportado por oleoductos en el año 'y', en m³ de petróleo transportado.</p> <p>β_{i,i}: coeficiente de ajuste entre variables por tipo de combustible 'i'.</p>
Petróleo y Gas	Número de pozos en la extracción de petróleo	$NPz_{k,y} = \beta_{i,k} PtPr_y$	<p>NPz_{k,y}: número de pozos del tipo 'k', en el año 'y', en unidades.</p> <p>PtPr_y: cantidad de petróleo producido en el año 'y', en m³ de petróleo producido.</p> <p>β_{i,k}: coeficiente de ajuste entre variables por tipo de pozo 'k'.</p> <p>Los tipos de pozo 'k' se dividen en pozos en producción y pozos perforados.</p> <p>Dada la naturaleza discreta de la variable, el resultado anual de esta aproximación se redondea al número entero más cercano.</p>
Petróleo y Gas	Consumo de combustible en la extracción de petróleo y gas	$CnsCmb_{i,y} = \beta_{i,i} (PtPr_y + GnPr_y)$	<p>CnsCmb_y: consumo de combustible 'i' en el año 'y', en TJ/año.</p> <p>PtPr_y: cantidad de petróleo producido en promedio diario para el año 'y', en KBOED de petróleo producido.</p> <p>GnPr_y: cantidad de gas producido en promedio diario para el año 'y', en KBOED de petróleo producido.</p> <p>β_{i,i}: coeficiente de ajuste entre variables por tipo de combustible 'i'.</p>
Petróleo y Gas	Producción de gas natural	Variable ya proyectada en los planes de abastecimiento de líquidos de la UPME	La proyección de esta variable empieza desde el 2018, por lo que para el periodo 2010-2017 se reportan los valores promedio de proyecciones de los planes de abastecimiento de gas natural previos.
Petróleo y Gas	Importación de gas natural	Variable ya proyectada en los planes de abastecimiento de gas de la UPME	La proyección de esta variable empieza desde el 2018, por lo que para el periodo 2010-2017 se reportan los valores promedio de proyecciones de los planes de abastecimiento de gas natural previos.

Subsector	Actividad	Método de proyección	Observaciones
Petróleo y Gas	Gas natural Distribuido	$GnDst_y = \beta_1 GnOf_y$	<p>GnDst_y: cantidad de gas natural distribuido en el año 'y', en m³ de gas.</p> <p>GnOf_y: cantidad de gas natural ofertado en el año 'y', en m³ de petróleo producido.</p> <p>β₁: coeficiente de ajuste entre variables.</p> <p>El gas natural ofertado es la suma de la producción y la importación de gas natural.</p>
Petróleo y Gas	Gas natural Comercializable	$GnCmc_y = \beta_1 GnOf_y$	<p>GnCmc_y: cantidad de gas natural comercializable en el año 'y', en m³ de gas.</p> <p>GnOf_y: cantidad de gas natural ofertado en el año 'y', en m³ de petróleo producido.</p> <p>β₁: coeficiente de ajuste entre variables.</p> <p>El gas natural ofertado es la suma de la producción y la importación de gas natural.</p>
Petróleo y Gas	Gas natural enviado a plantas	$GnPrc_y = \beta_1 GnOf_y$	<p>GnPrc_y: cantidad de gas natural procesado en plantas en el año 'y', en m³ de gas.</p> <p>GnOf_y: cantidad de gas natural ofertado en el año 'y', en m³ de petróleo producido.</p> <p>β₁: coeficiente de ajuste entre variables.</p> <p>El gas natural ofertado es la suma de la producción y la importación de gas natural.</p>
Petróleo y Gas	Gas natural transportado en gasoductos	$GnTrn_y = \beta_1 GnOf_y$	<p>GnTrn_y: cantidad de gas natural transportado por gasoductos en el año 'y', en m³ de gas.</p> <p>GnOf_y: cantidad de gas natural ofertado en el año 'y', en m³ de petróleo producido.</p> <p>β₁: coeficiente de ajuste entre variables.</p> <p>El gas natural ofertado es la suma de la producción y la importación de gas natural.</p>
Petróleo y Gas	Producción de GLP	$PrGLP_y = \beta_1 (PtRf_y + GnPrc_y)$	<p>PrGLP_y: producción de GLP en el año 'y', en m³ de GLP.</p> <p>PtRf_y: cantidad de petróleo refinado en promedio diario para el año 'y', en KBOED de petróleo producido.</p> <p>GnPrc_y: cantidad de gas natural procesado en plantas, en promedio diario para el año 'y', en KBOED de petróleo producido.</p> <p>β_{1,i}: coeficiente de ajuste entre variables por tipo de combustible 'i'.</p>

Subsector	Actividad	Método de proyección	Observaciones
Petróleo y Gas	Consumo de gas natural en el transporte de gas por gasoductos	$CnsCmb_y = \beta_1 GnTrn_y$	CnsCmb_y : consumo de gas natural en el año 'y', en TJ/año. GnTrn_y : cantidad de gas natural transportado por gasoductos en el año 'y', en m ³ de gas. β₁ : coeficiente de ajuste entre variables.
Petróleo y Gas	Producción de etileno	Valor constante de 57.442 t/año	La producción de etileno para el escenario de referencia se asumió como la histórica entre los años 2015 a 2019; para el periodo 2020-2030 se asumió con el valor de 57.442 t/año, el cual corresponde al promedio entre el año 2015 y el año 2019.
Carbón	Producción total de carbón	Variable ya proyectada en los planes de producción de carbón de la UPME	La proyección de esta variable empieza desde el 2018, por lo que para el periodo 2010-2017 se reportan los valores históricos de carbón como parte de la línea base.
Carbón	Producción de carbón en minería subterránea	$CbSbPr_{y,j} = \beta_{1,j} CbPr_y$	CbSbPr_{y,i} : producción de carbón en el año 'y', en el departamento 'j' asociado a producción en minería subterránea, en t de carbón. CbPr_y : producción total de carbón en el año 'y', en t de carbón. β₁ : coeficiente de ajuste entre variables.
Carbón	Producción de carbón en minería de superficie	$CbSfPr_{y,j} = \beta_{1,j} CbTPr_y$	CbSfPr_{y,i} : producción de carbón en el año 'y', en el departamento 'j' asociado a producción en minería de superficie, en t de carbón. CbTPr_y : producción de carbón térmico en el año 'y', en t de carbón. β₁ : coeficiente de ajuste entre variables.
Carbón	Consumo de combustible en la extracción de carbón	$CnsCmb_{i,y} = \beta_{1,i} CbPr_y$	CnsCmb_{i,y} : consumo de combustible 'i' en el año 'y', en TJ/año. CbPr_y : producción total de carbón en el año 'y', en t de carbón. β_{1,i} : coeficiente de ajuste entre variables por tipo de combustible 'i'.
Otros Minerales*	Producción de ferróníquel	Variable proyectada de acuerdo a GIZ-MaPriC (2021)	La proyección de esta variable, según la consultoría, es el escenario de continuidad, proponiendo un valor constante hasta 2050 de la producción de níquel.
Otros Minerales*	Producción de agregados pétreos	Variable proyectada de acuerdo a GIZ-MaPriC (2021)	La proyección de esta variable, según la consultoría, fue atada a las tasas crecimiento del sector de la construcción.
Ferróníquel y materiales agregados*	Consumo de combustible en extracción y procesamiento	$CnsCmb_{i,y} = \beta_{1,i} OMPr_y$	CnsCmb_{i,y} : consumo de combustible 'i' en el año 'y', en TJ/año. OMPr_y : producción total de otros minerales en el año 'y', en toneladas. β_{1,i} : coeficiente de ajuste entre variables por tipo de combustible 'i'.

Fuente: elaboración propia * elaborado con base en GIZ-MaPriC, 2021

Una vez proyectadas las actividades entre los años 2015 y 2030, se estimaron las emisiones basadas en la metodología consignada en el “Protocolo para la Estimación de Emisiones” que ha establecido el Ministerio de Minas y Energía, el cual se encuentra en el ANEXO 2.1; en dicha metodología, se encuentran los factores de emisión empleados y las ecuaciones para realizar la estimación para cada una de las categorías de la metodología IPCC 2006. Finalmente, se estimó la incertidumbre para cada una de las emisiones proyectadas y se agregaron estas emisiones hasta llegar a calcular las emisiones totales del sector, basados en la metodología y resultados detallados que se encuentran en el ANEXO 2.2, de este documento.



3.1.1.3 Resultados de emisiones para el escenario de referencia 2030

Se realizó la estimación de emisiones GEI, para el escenario de referencia, siguiendo la metodología que actualmente tiene el Ministerio de Minas y Energía, la cual está basada en la metodología de IPCC 2006, desagregando estas emisiones en

los subsectores de generación de energía para SIN, generación de energía en las ZNI, minería de carbón, hidrocarburos (petróleo y gas natural) y otros minerales. A continuación, se muestra la Tabla 3-3 de resumen de las emisiones a 2030.

↓ **Tabla 3-3** Resultados consolidados de la línea base 2030

Subsector	Línea base 2030 [Mt CO ₂ eq]	Incertidumbre de la línea base
Generación de energía en el Sistema Interconectado Nacional	19,09	-15 %, +12 %
Generación de energía en las Zonas no Interconectadas	0,38	-62 %, +75 %
Petróleo y Gas	12,55	-15 %, +23 %
Carbón	6,34	±21 %
Otros minerales*	0,72	-12 %, +13 %
Total sector	39,09	±10 %

Fuente: elaboración propia *Tomado de GIZ - MaPriC, 2021

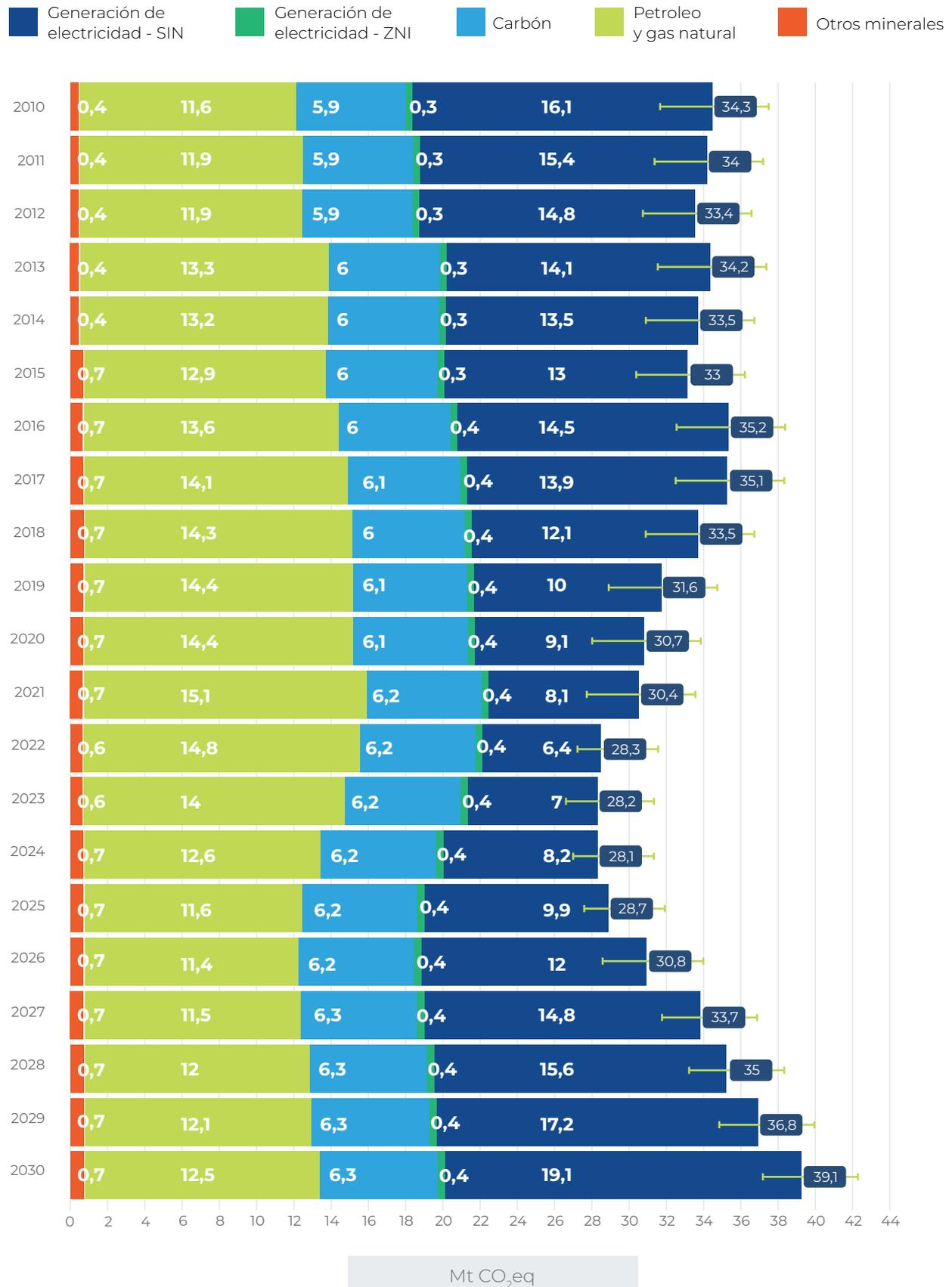
En el Gráfico 3-8 se muestran las emisiones del sector proyectadas para el escenario de referencia a 2030, en las cuales se muestran etiquetas blancas correspondientes a las emisiones para cada uno de los subsectores y etiquetas negras que representan las emisiones totales del sector para cada año; las barras de error en dicho gráfico representan la incertidumbre de la emisión total del sector para cada año. Como resultado representativo se toma el año 2030, con una proyección de emisiones en este escenario de $39,1 \pm 3,9$ Mt CO₂eq, en las cuales la generación de electricidad en el SIN tendría una participación de 49 % (19,1 MtCO₂eq), seguido del subsector del petróleo y gas, con una participación de 32 % (12,5 MtCO₂eq), la minería de carbón con una participación de 16 % (6,3 MtCO₂eq), y la generación de electricidad en ZNI y otros minerales, que en conjunto, participan con un 3 % (1,1 MtCO₂eq).

Según el escenario de referencia, el subsector de petróleo y gas tendrá la mayor participación de emisiones GEI hasta el año 2025, seguido de la generación de electricidad en el SIN, la extracción de carbón, la extracción de otros minerales y la generación de electricidad en las ZNI, respectivamente. A partir del 2026, las emisiones pro-

venientes de la generación de electricidad se proyectan como las más importantes, debido al incremento en el consumo de carbón y de gas natural de este subsector, en este escenario, y a la disminución en los valores proyectados de producción de petróleo y gas natural en estos años. Al dividir las emisiones en los distintos tipos de GEI (Gráfico 3-9), se puede ver que el comportamiento de la línea base 2030 es modulado principalmente por las emisiones de CO₂, las cuales representan para el 2030 un porcentaje del 85,2 % de las emisiones (33,3 MtCO₂eq); por otro lado, el CH₄ tendería a reducirse hasta 5,7 MtCO₂eq, participando en un 14,5 % hacia el 2030 y el N₂O mantendría su baja participación al 2030 con 0,1 MtCO₂eq (0,3 %). En cuanto a la participación de las categorías IPCC en la proyección de este escenario (Gráfico 3-10), hay una gran variabilidad: entre el periodo 2015-2019 se proyecta una mayor participación de la categoría 1Aa Generación de energía; entre el 2020-2025 las emisiones estarían dominadas principalmente por las actividades englobadas en la categoría 1A1c Producción de combustibles sólidos y otras industrias de la energía; finalmente, entre 2026-2030, la mayor participación regresaría a la categoría 1Aa Generación de energía.

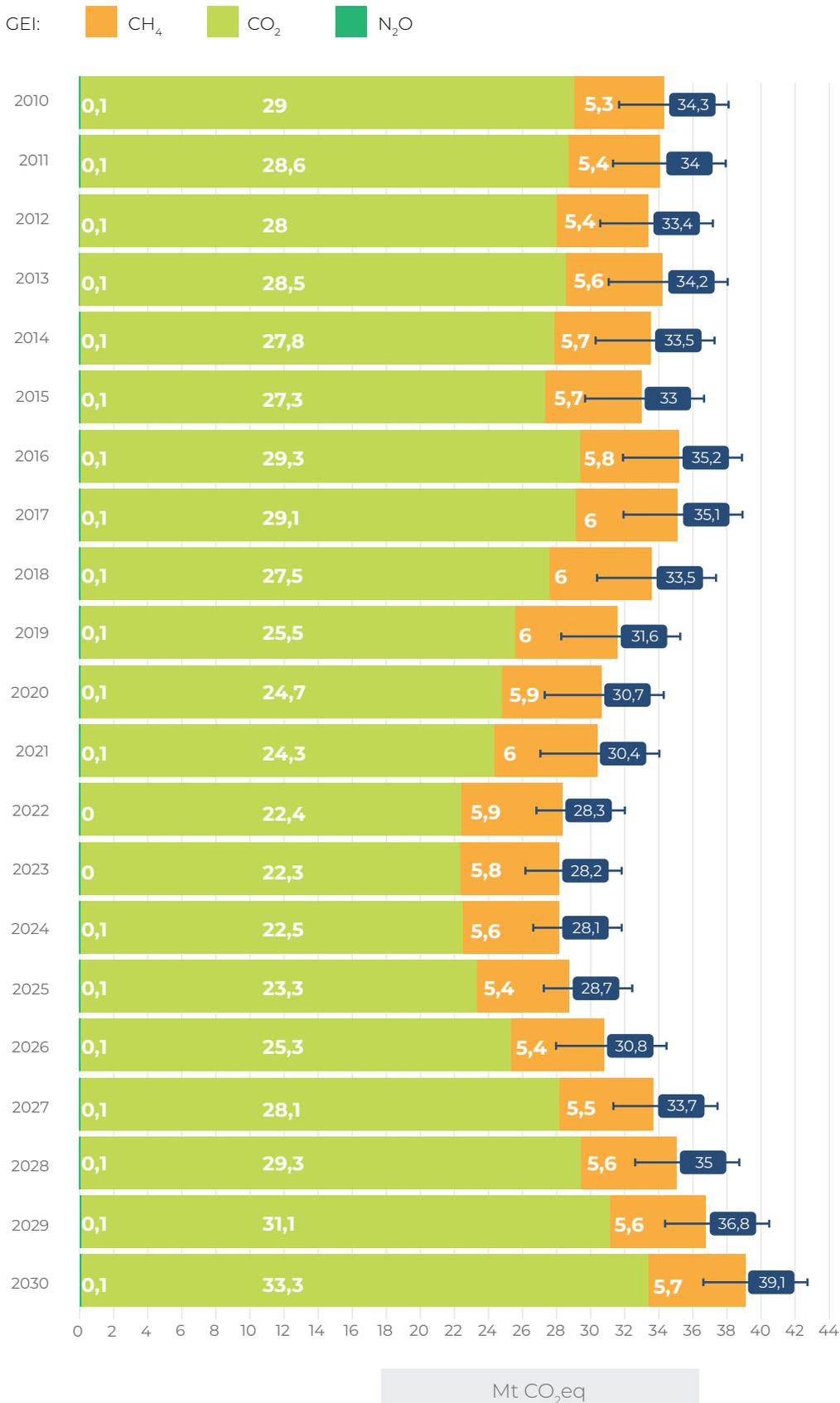


Gráfico 3-8. Proyección de emisiones GEI para el escenario de referencia 2030 diferenciadas por subsector



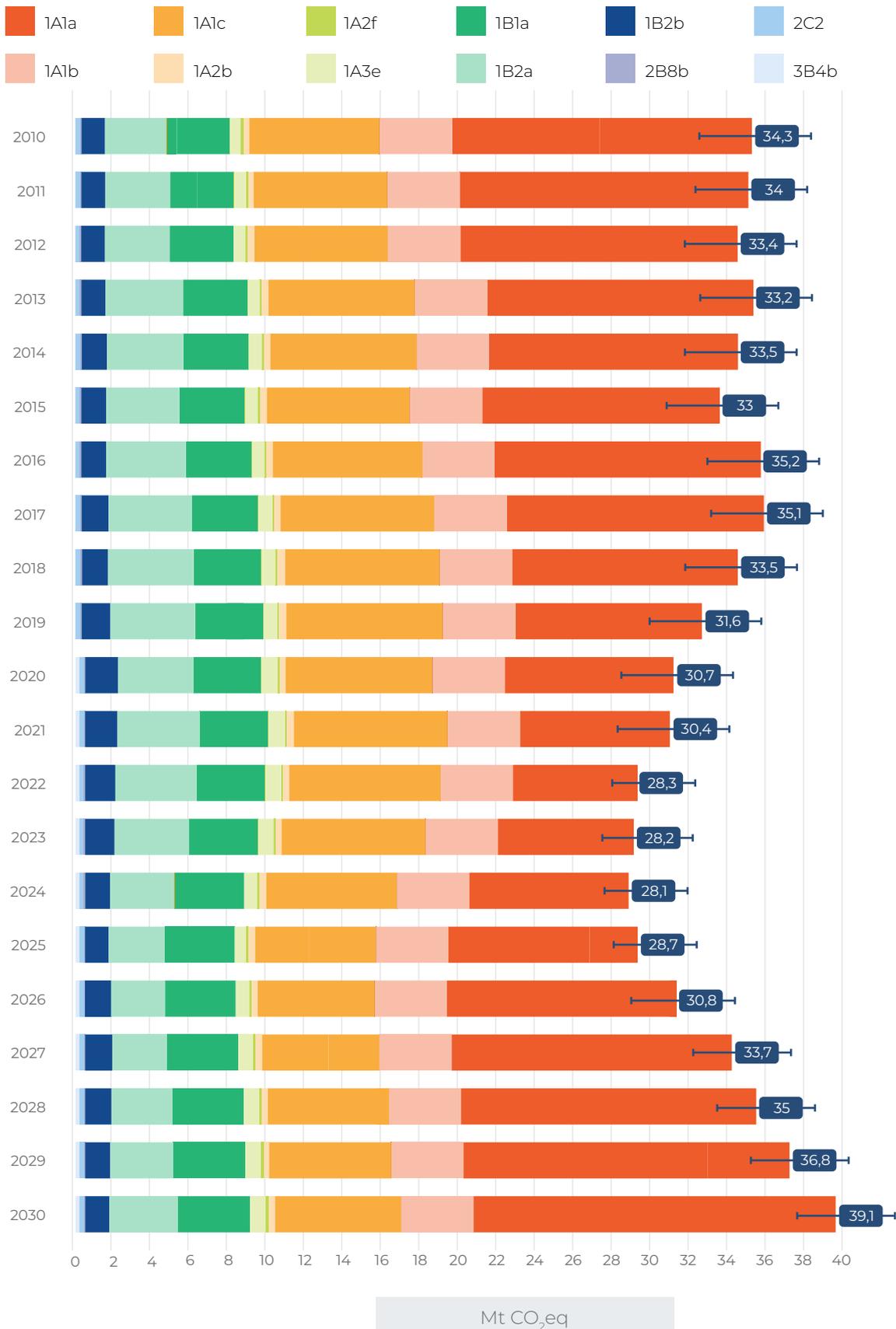
Fuente: elaboración propia

Gráfico 3-9. Proyección de emisiones GEI para el escenario de referencia 2030 diferenciadas por GEI



Fuente: elaboración propia

Gráfico 3-10. Proyección de emisiones GEI para el escenario de referencia 2030 diferenciadas por categoría IPCC



Fuente: elaboración propia

Las categorías IPCC del Gráfico 3-10 se detallan a continuación:

- 1A1a** *Industrias de la energía:* incluye las emisiones por quema de combustibles del SIN y ZNI.
- 1A1b** *Refinación de petróleo:* incluye las emisiones por la quema de los diferentes combustibles usados durante la refinación del petróleo.
- 1A1c** *Manufactura de combustibles sólidos y otras industrias de la energía:* incluye los combustibles consumidos durante la extracción de carbón, petróleo y gas.
- 1A2b** *Metales no ferrosos:* incluye la cantidad consumida de energía por quema de combustibles en los diferentes procesos de extracción y producción de metales no ferrosos.
- 1A2f** *Minerales no metálicos:* incluye la cantidad consumida de energía por quema de combustibles en los diferentes procesos de extracción y producción de minerales no metálicos.
- 1A3e** *Otro transporte:* incluye los combustibles consumidos en el transporte por gasoductos y oleoductos.
- 1B1a** *Minería carbonífera y manejo de carbón:* incluye la producción de carbón mineral.
- 1B2a** *Petróleo:* incluye las emisiones fugitivas por venteos durante la producción de petróleo y el transporte por camiones cisterna, uso de antorchas en producción, perforación y prueba de pozos, y otras emisiones fugitivas.
- 1B2b** *Gas natural:* incluye los venteos que ocurren durante el procesamiento en planta y el transporte por gasoductos, el uso de antorchas en las etapas de producción, procesamiento, perforación y prueba de pozos, y otras emisiones fugitivas.
- 2B8b** *Etileno:* emisiones por el proceso de producción de etileno.
- 2C2** *Emisiones por el proceso de producción de ferroaleaciones:* incluye las emisiones por el procesamiento de otros minerales.
- 3B4b** *Humedales que permanecen como tales:* incluye las emisiones por difusión en los embalses con una edad inferior a 20 años.

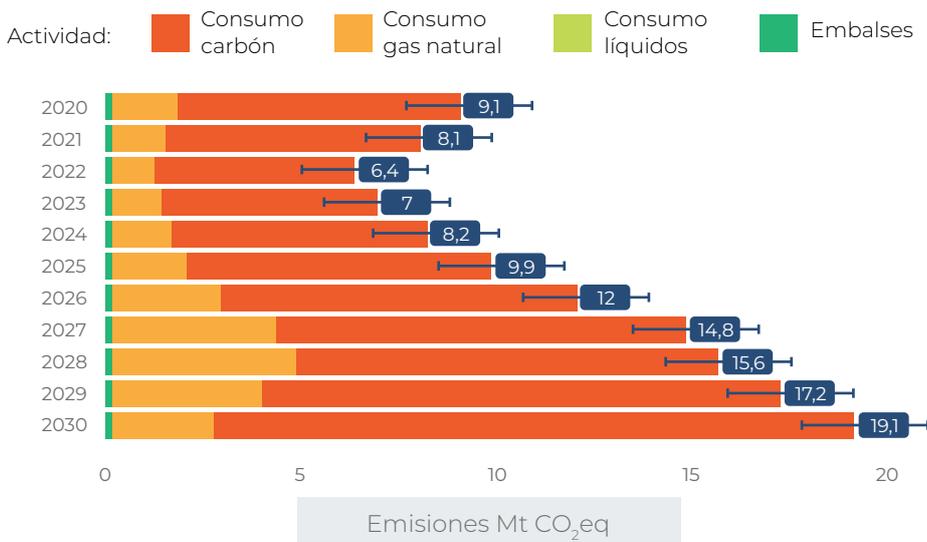
A. Proyección de escenario de referencia por subsector

Generación de energía en el SIN

La proyección de emisiones de este subsector, para este escenario, se centraría en el consumo de combustible de carbón mineral y de gas natural, siendo la quema de carbón mi-

neral el grueso de las emisiones para el 2030. Para dicho año, las emisiones totales de este subsector se proyectarían a 19,1(16,2 - 21,4) Mt-CO₂eq.

↓ **Gráfico 3-11.** Proyección de emisiones GEI para generación de energía en el SIN en el escenario de referencia 2030

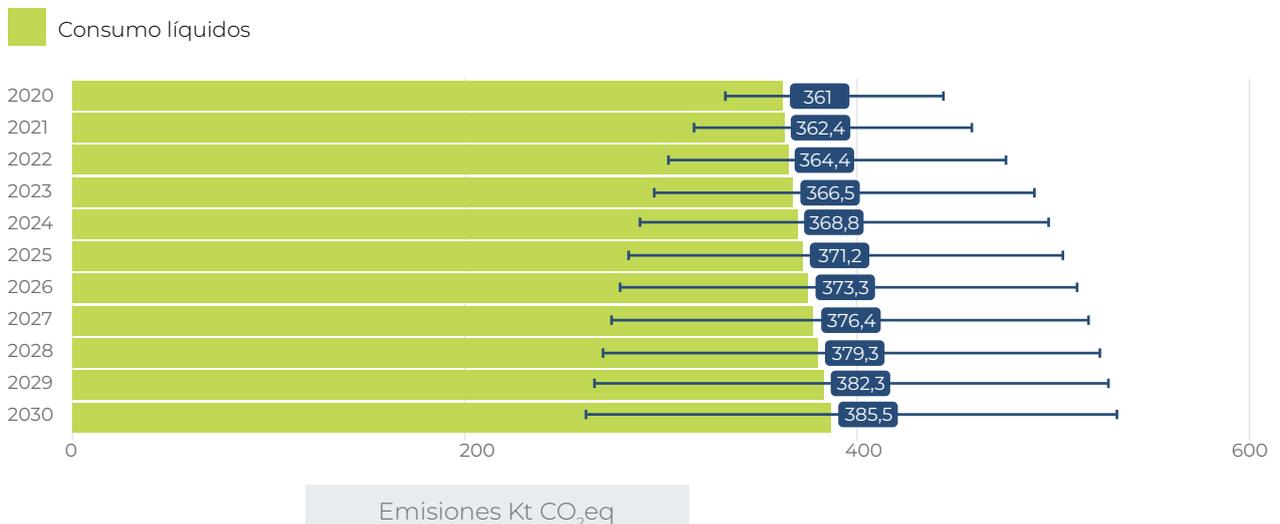


Fuente: elaboración propia

Generación de energía en el ZNI

La proyección de emisiones de este subsector está basada únicamente en el consumo de *diesel oil*; para el año 2030 se esperaba una emisión en el escenario de referencia de 385,5 (145 - 672) kt-CO₂eq.

↓ **Gráfico 3-12.** Proyección de emisiones GEI para generación de energía en las ZNI en el escenario de referencia 2030



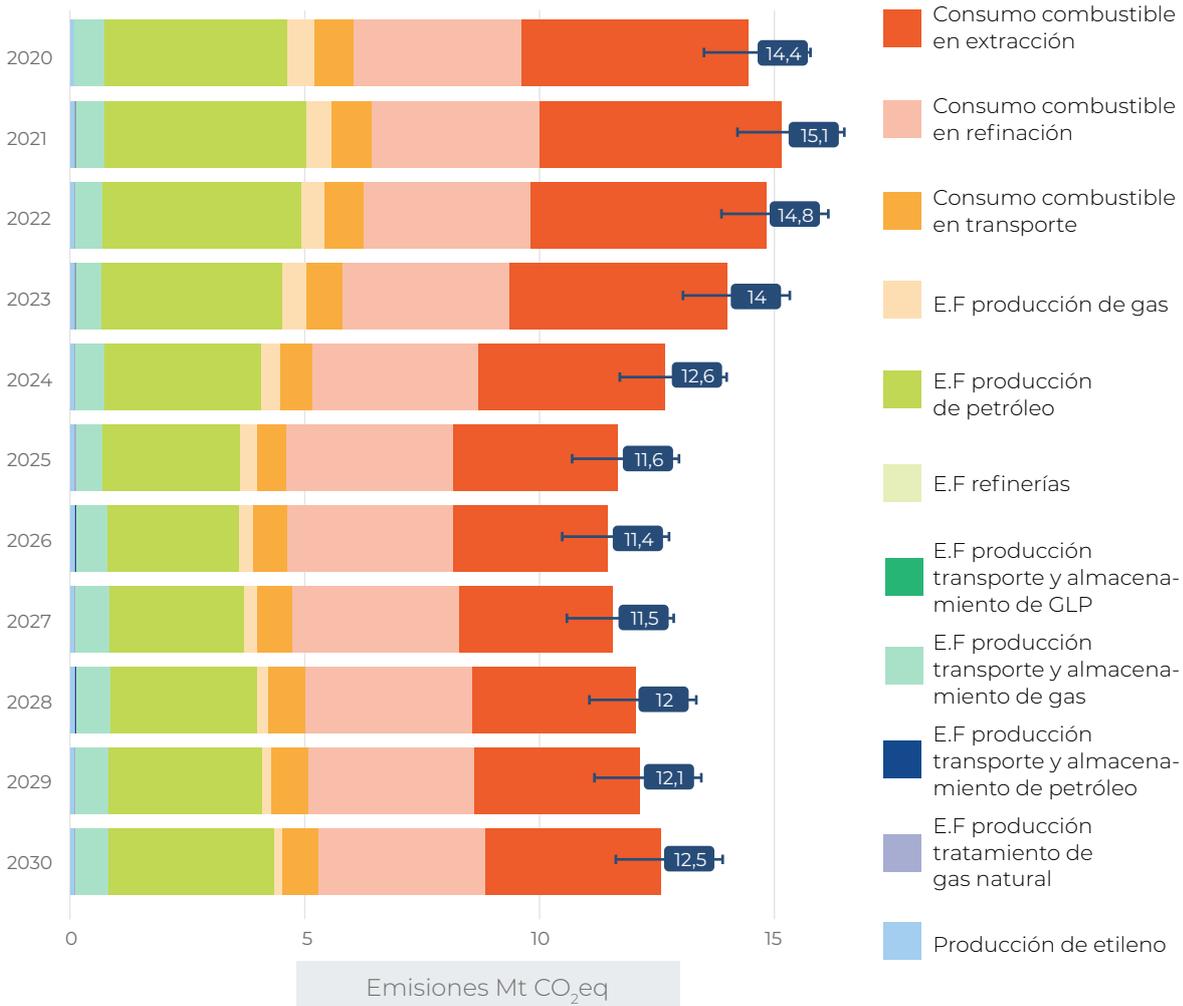
Fuente: elaboración propia

Petróleo y Gas

La proyección de emisiones de este subsector, en este escenario, estaría modulada principalmente en el consumo de combustible por extracción de petróleo y gas, emisiones asociadas al consumo de

combustible en la refinación de petróleo y emisiones fugitivas (E.F.) en la producción de petróleo. Al final del escenario, en el año 2030, se estiman emisiones de 12,5 (10,7 - 15,4) MtCO₂eq para la línea base.

Gráfico 3-13. Proyección de emisiones GEI para el subsector de petróleo y gas en el escenario de referencia 2030



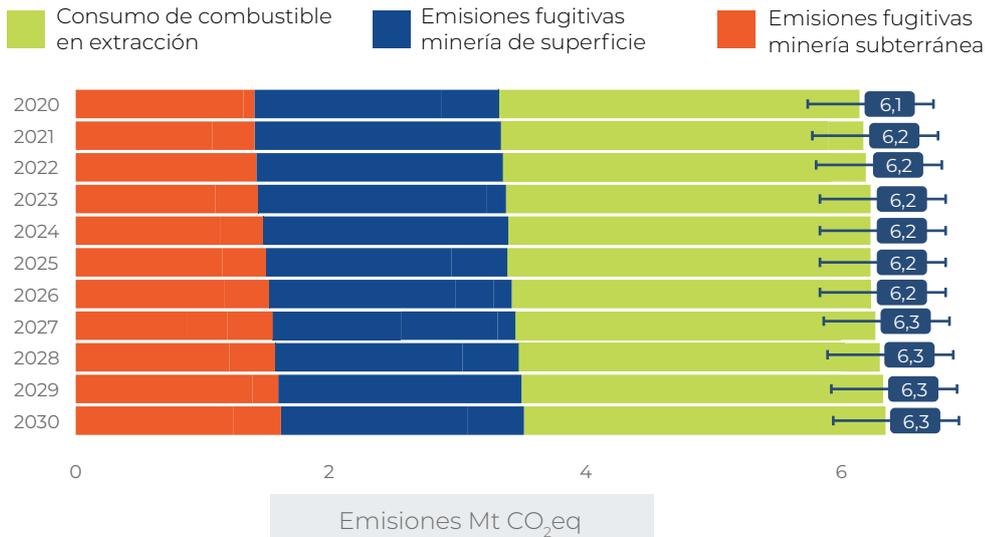
Fuente: elaboración propia



Minería de carbón

La proyección de emisiones de este subsector, en este escenario, estaría modulada de manera equitativa por el consumo de combustible en la extracción de carbón y las emisiones fugitivas en la minería de superficie y en la minería subterránea. Para el 2030, las emisiones totales de este subsector se proyectarían a 6,3 (5,0-7,6) MtCO₂eq.

↓ **Gráfico 3-14.** Proyección de emisiones GEI para la minería de carbón en el escenario de referencia 2030



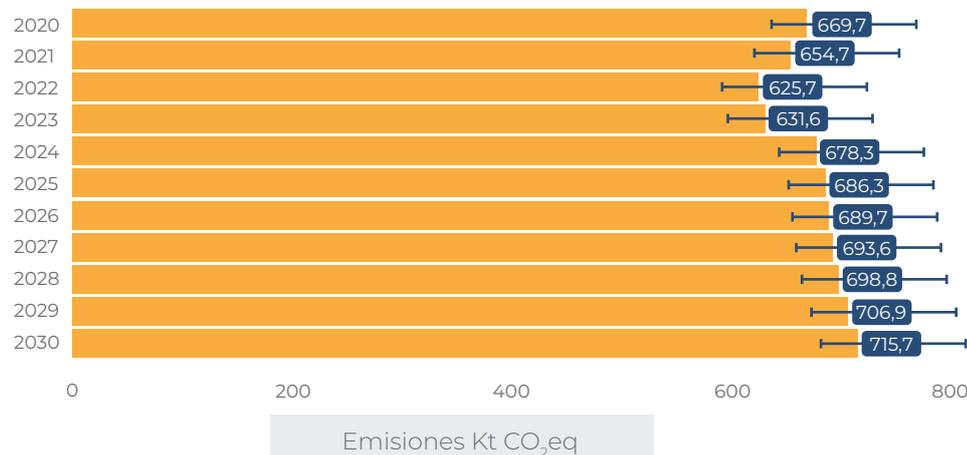
Fuente: elaboración propia

Otros Minerales

La proyección de emisiones de este subsector se debe, fundamentalmente, a los procesos de producción y las emisiones asociadas a la quema de combustibles en aplicaciones estacionarias y/o móviles. Para el año 2030, se espera una emisión de referencia de 716 (629 - 808) ktCO₂eq.

↓ **Gráfico 3-15.** Proyección de emisiones de GEI para otros minerales en el escenario de referencia 2030

Actividad: ■ Procesos de producción y consumo de combustible



Fuente: elaboración propia

3.1.2 Metas Sectoriales a 2030

En la Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC, por sus siglas en inglés) de Colombia para el periodo 2020-2030, se presenta el portafolio de medidas de mitigación de GEI a nivel sectorial, donde las metas del Ministerio de Minas y Energía se presentan en el marco del PIGCCme 2030, identificando un potencial de mitigación de 11,2 MtCO₂eq para las emisiones de las actividades derivadas del sector a 2030. Para la definición de esta meta se utilizó como línea base el año 2010, realizando una proyección de emisiones bajo el escenario *Business as Usual*, permitiendo establecer que la línea estratégica de eficiencia energética puede tener un potencial de reducción de emisiones de GEI a 2030 de 1,21 MtCO₂eq; las acciones principales para lograr esta reducción están relacionadas con el fortalecimiento del Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía -PROURE-, la oferta y la identificación de lineamientos para optimizar el despacho de energía

eléctrica. La línea estratégica relacionada con la generación de electricidad tiene un potencial de reducción de emisiones de 4,74 MtCO₂eq; esto, principalmente, con acciones relacionadas con la diversificación de la matriz energética y la transformación de las Zonas No Interconectadas ZNI. En la línea estratégica de gestión de la demanda, se estima un potencial de reducciones de 2,01 MtCO₂eq a partir de acciones relacionadas con la tarifa horaria y agregadores en la reducción de la demanda para la gestión correcta de la regulación y, finalmente, en la línea estratégica de emisiones fugitivas se estima un potencial de 3,24 MtCO₂eq, a través de la generación de información sobre las mismas y una regulación al respecto. Se identifica, igualmente, que el potencial de mitigación presenta una variación entre 2,48 MtCO₂eq y 12,38 MtCO₂eq, dependiendo de los escenarios supuestos y usados en la estimación de emisiones de GEI.



3.1.3. Estimación de emisiones para el escenario de referencia

3.1.3.1 Medidas de mitigación en la NDC del 2020

En el año 2020, se presentó ante la UNFCCC la actualización de la Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC, por sus siglas en inglés) de Colombia para el periodo 2020-2030. Dentro del componente de mitigación de GEI de la NDC, se plantearon dos escenarios diferentes de mitigación: el escenario M1, que describe la mitigación

generada a partir de la agregación de datos gubernamentales validados con objetivos iniciales a 2030 y el escenario M3, el cual es un escenario mixto que contempla una mayor ambición en algunas medidas. Las medidas de mitigación, con sus respectivos potenciales de reducción de emisiones GEI, se muestran a continuación:

Tabla 3-4 Potenciales de mitigación estimados para el sector en la NDC 2020

Sector	Medida de mitigación	Potencial de mitigación a 2030 (Mt CO ₂ eq) Escenario M1	Potencial de mitigación a 2030 (Mt CO ₂ eq) Escenario M3
Sistema Interconectado Nacional	Diversificación de la matriz energética	3,92	-
Sistema Interconectado Nacional	Gestión energética	0,22	0,42
Sistema Interconectado Nacional	Eficiencia en centrales térmicas	0,33	0,25
Sistema Interconectado Nacional	Mayor ambición en generación eléctrica	-	7,32
Minería de Carbón	Eficiencia en la extracción de carbón	0,00074	
Petróleo y Gas Natural	Eficiencia en extracción P&G y refinerías	0,639	
Petróleo y Gas Natural	Optimización en el uso de glicol	0,069	
Petróleo y Gas Natural	Recuperación en tanques de almacenamiento	0,0025	
Petróleo y Gas Natural	Compresores de viga	0,321	
Total escenario	Total medidas	5,50	9,02

Fuente: elaboración propia a partir de MinAmbiente, 2020

Para la minería de carbón se identifica un potencial de mitigación asociado a la eficiencia de extracción, mientras que para petróleo y gas hay un potencial relacionado con la eficiencia de extracción, los demás están relacionados con emisiones fugitivas. En el documento se menciona que en generación eléctrica los potenciales de cada medida de mitigación pueden variar cuando se combinan entre sí, esto debido a la respuesta del sistema eléctrico para ajustarse a características de despacho o a demandas diferentes. Por tal motivo, el potencial de mitigación para el esce-

nario M1 en eficiencia de generadores eléctricos puede ser de hasta 1,2 MtCO₂eq a 2030.

Cabe destacar que el ejercicio de la NDC 2020 no contempló medidas de mitigación asociadas a Zonas No Interconectadas ni a la eficiencia en extracción de petróleo y gas, por distintas razones, entre las cuales se encuentran la falta de metas sectoriales en el caso de las ZNI y la falta de información para definir las medidas de mitigación a las actividades específicas.



3.1.3.2 Medidas de mitigación propuestas para el 2030

Sistema Interconectado Nacional (SIN)

Diversificación de la matriz energética: esta medida de mitigación está enfocada principalmente al mayor uso de energías limpias, provenientes de fuentes no convencionales de energía renovable, para satisfacer la demanda eléctrica del país. Esta medida fue contemplada en el PIGCCme 2030, sin embargo, la distribución de los porcentajes de participación de las fuentes de generación y las magnitudes de generación como tal, han sido modificadas según los planes de expan-

sión más recientes tenidos en cuenta en el PEN 2050 (UPME, 2021).

Gestión activa de la demanda: esta medida de mitigación tiene en cuenta aquellos mecanismos planteados dentro del PIGCCme 2030, para empoderar a los usuarios y a pequeños generadores a emplear diversos mecanismos para controlar su oferta y demanda desde el enfoque de los usuarios. Dentro de las medidas planteadas, se encuentran las siguientes:

Tabla 3-5 Programas contemplados dentro de la gestión activa de la demanda

Programa	Descripción
Autónomo (AT) (real time)	Información del precio de la energía en tiempo real (< 1 hora) y el usuario decide en qué periodos de tiempo consume energía eléctrica.
Cambio de horario (CH) (time of use)	Se acuerda cambiar el uso de energía eléctrica de periodos pico del día a horas no pico y se ofrece un menor precio de la energía o descuento (precios para diferentes periodos).
Condición crítica (CC) (critical peak pricing)	Se define un alto precio para desincentivar el consumo de energía durante el periodo pico (crítico).
Control directo de carga (CDC) (Direct Load Control)	Se acuerda la desconexión automática de la carga a cambio de un incentivo económico (se acuerda el tipo y tamaño de la carga, frecuencia y duración de la conexión).
Carga interrumpible/reducible (CIR) (Interruptible and curtailable)	Se acuerda la desconexión manual o automática de carga durante algún evento programado a cambio de incentivos económicos en la factura del usuario.
Oferta mercado energía (ODE) (Demand bidding / buyback)	La oferta de demanda (valor, menor consumo) hace parte del despacho económico del sistema y se remunera la cantidad a precio de bolsa o un precio acordado previamente.
Oferta servicios complementarios (ODC) (Ancillary service market)	La oferta de demanda (valor, menor consumo) se ofrece al mercado de servicios complementarios (AGC) y se remunera la cantidad al precio del servicio complementario (AGC: 2Pbolsa).
Demanda Desconectable Voluntaria (DDV) (Capacity market)	La oferta de demanda (valor, menor consumo) acordada entre un generador con compromisos de OEF y la demanda, el generador la ofrece al mercado de confiabilidad (cargo por confiabilidad / ENFICC)
Emergencia/Racionamiento (ER) (Emergency demand response)	Incentivo económico (pago/multa al precio de escasez) a la demanda, a cambio de una desconexión en caso de presentarse escasez en el recurso energético o emergencia del sistema eléctrico.
Sistema Distribuido de Energía (SDE) (DER, EV)	Incentivos para el uso de FNCER (AGPE/GD), almacenamiento o vehículo eléctrico (proceso carga/ descarga) para participar en respuesta de la demanda (inyección o consumo de potencia/energía).

Fuente: Colombia Inteligente, 2018

Eficiencia energética en centrales térmicas:

esta medida fue contemplada en el PIGCCme 2030 y actualmente está basada, principalmente, en la gestión de la operación y mantenimiento de estas, y en el ahorro por cambio o mejora tecnológica (CIAT, 2020).

Zonas no Interconectadas

Diversificación de la matriz energética: al igual que con el Sistema Interconectado Nacional (SIN), esta medida de mitigación está enfocada principalmente en el mayor uso de energías limpias provenientes de fuentes no convencionales de energía renovable, para satisfacer la demanda eléctrica en las Zonas No Interconectadas (ZNI). Esta medida fue contemplada en el PIGCCme 2030; sin embargo, la distribución de los porcentajes de participación de las fuentes de generación y las magnitudes de generación, como tal, han sido modificadas según las proyecciones realizadas en el PEN 2050 (UPME, 2021), así como proponiendo porcentajes de participación de FNCER más ambiciosos.

Minería de Carbón

Eficiencia energética en la extracción de carbón: esta medida fue contemplada en el PIGCCme y enmarca todas aquellas medidas que están enfocadas a reducir el consumo de combustibles por tonelada de carbón producido; específicamente, dentro de las medidas, se encuentran los cambios tecnológicos que conlleven a emplear maquinaria eléctrica en una mayor proporción, empleo de autogeneradores basados en FNCER, reducción de consumos de combustible, sustitución de combustibles fósiles, entre otros.

Recuperación de metano en minería subterránea: dentro de esta medida se plantea la recuperación de metano para ser quemado en antorchas o para su uso en sistemas de autogeneración de energía eléctrica; aunque el uso del metano como combustible para generación hace parte de la eficiencia energética, en este documento se manejará dentro de esta medida, dado el origen de las emisiones. Esta medida no está contemplada en el PIGCCme 2030, sin em-

bargo, se considera importante evaluar el potencial de mitigación de GEI asociado a la misma.

Petróleo y gas**Eficiencia energética en la cadena del petróleo y gas:**

esta medida fue contemplada en el PIGCCme 2030 y actualmente agrupa todas aquellas medidas que están enfocadas a reducir el consumo de combustibles por KBOE de petróleo y gas producido, transportado y tratado; en esta medida se excluye la refinación de petróleo, ya que esta se maneja como una medida aparte. Dentro de estas medidas se destacan la optimización y actualización de procesos, el empleo de motores de gas para generación de energía y la recuperación de gases en toda la cadena de producción (CIAT, 2021a).

Sustitución de energéticos en los procesos de extracción y transporte de petróleo y gas:

esta medida no fue incluida inicialmente en el PIGCCme 2030 y contempla el cambio de combustibles fósiles empleados en estos procesos hacia el uso de biomasa.

Eficiencia energética en refinación de petróleo:

esta medida fue contemplada en el PIGCCme 2030 e incluye todas aquellas medidas que están enfocadas a reducir el consumo de combustibles por barril de petróleo refinado. Entre las medidas específicas se encuentran la optimización y actualización de procesos de generación y transferencia de calor dentro de las refinерías.

Sustitución de energéticos en la refinación de petróleo:

Esta medida no fue contemplada inicialmente en el PIGCCme 2030 y se refiere al cambio de combustibles fósiles empleados en la refinación por el uso de biomasa e hidrógeno.



Sistemas de Captura y Almacenamiento de Carbono (CCS, por sus siglas en inglés) en extracción y refinación de petróleo: esta medida no fue contemplada inicialmente en el PIGCC-me 2030 y pretende reunir todas aquellas tecnologías que permitan capturar las emisiones de CO₂ producto de la quema de combustibles fósiles en la extracción y refinación de petróleo; el CO producido en diferentes procesos es transportado hasta un sumidero donde se recolecta y almacena. Para este sector se plantea la implementación de pilotos de CCS a partir del 2025, escalándose de manera industrial hasta el año 2040⁵

Detección y reparación de fugas (LDAR): esta medida no fue contemplada en el PIGCC-me 2030 y consiste en la definición de programas que permiten identificar y corregir emisiones fugitivas de equipos empleados en la cadena del petróleo y gas. Estos programas pueden ser efectuados de manera anual, semestral, cuatrimestral, trimestral o mensual, según la legislación vigente.

Adecuación de equipos y plataformas: en esta medida se plantean diversas modificaciones que permiten reducir o recolectar las emisiones fugitivas provenientes de diversos equipos. Dentro de las medidas específicas se plantean las siguientes (EPA, 2019a):

Tabla 3-6 Listado de equipos y tipo de modificación sobre estos para reducción de emisiones fugitivas

Equipo	Tipo de modificación
Compresores centrífugos	<ul style="list-style-type: none"> • Reemplazar de compresores centrífugos de sello húmedo a compresores centrífugos de sello seco. • Instalación de arrancadores electrónicos en compresores. • Instalación de recipientes de captura de gases de venteo en compresores.
Compresores reciprocantes	<ul style="list-style-type: none"> • Empaquetadura de varilla en compresores reciprocantes. • Instalación de arrancadores electrónicos en compresores. • Instalación de recipientes de captura de gases de venteo en compresores.
Deshidratadores	<ul style="list-style-type: none"> • Optimización de las tasas de circulación de glicol en los deshidratadores. • Instalación de tanques de separación <i>flash</i> en deshidratadores.
Antorchas	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción de quema de antorchas.
Tanques	<ul style="list-style-type: none"> • Instalación de unidades de recuperación de vapor (VRU). • Instalación de antorchas para quemar el vapor residual generado en los tanques.
Gasoductos	<ul style="list-style-type: none"> • Instalación de recipientes de captura de gases de venteo en tuberías de gas, sistemas de bombeo y otros equipos en la transmisión de gas.
Plataformas offshore	<ul style="list-style-type: none"> • Quemar los gases residuales en vez de ventearlos en las plataformas <i>offshore</i>.

Fuente: EPA, 2019a

5 <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/ResponsabilidadEtiqueta/Medio%20ambiente/cambio-climatico-et>

Anteriormente, esta medida se contabilizó parcialmente en el PIGCCme 2030 bajo las siguientes medidas:

- Optimización de la recirculación de glicol en el gas natural e instalación de tanques separadores de líquido.
- Recuperación de condensados en sistemas de almacenamiento de crudo.
- Captura de gas normalmente emitido por venteo en pozos de bombeo mecánico.
- Aprovechamiento de gas para generación de energía eléctrica.

Mejora tecnológica: esta medida no fue contemplada en el PIGCCme 2030 y conlleva al reemplazo de equipos antiguos y generadores de emisiones fugitivas por tecnologías cuyas emisiones fugitivas son menores. Dentro de las medidas específicas se plantean las siguientes (EPA, 2019a):

- Reemplazar bombas asistidas por glicol (*Kimray Pumps*) por bombas eléctricas.
- Convertir controladores y dispositivos neumáticos asistidos por gas
- a controladores asistidos por aire o eléctricos.
- Actualización tecnológica en bombas de inyección de químicos y en bombas neumáticas.

Mejora de prácticas: esta medida no fue contemplada en el PIGCCme 2030 y se centra en aquellas operaciones en las cuales pueden adaptarse actividades que reduzcan principalmente el venteo de gas a la atmósfera y las no contempladas dentro de la adecuación de equipos, como la mejora de protocolos en la apertura y cierre de pozos y el manejo de los gases venteados en los gasoductos, por medio de técnicas de bombeo para bajar la presión de gas del ducto antes de realizarle mantenimiento.

Otros minerales

Este sector no fue considerado en PIGCCme 2030, por tal motivo, ninguna de las siguientes medidas de mitigación fue considerada en dicho documento.

Eficiencia energética en consumo de combustibles fósiles: este tipo de medidas repercuten sobre el consumo de energía calórica y eléctrica, entre ellas están el mejoramiento de la flota de maquinaria amarilla, la recirculación del fino en los calcinadores que disminuye la cantidad de materia prima que debe ingresar al calcinador, prevenir altos contenidos de humedad en la materia prima, el uso de gases residuales calientes como aire secundario en altos hornos, la aplicación de motores de alta eficiencia, el cambio de iluminación convencional por iluminación LED y el cambio de volquetas a bandas transportadoras. Las medidas de mitigación en esta categoría están alineadas con aquellas agrupadas en “*Disminución de demanda energética*”, en el documento de GIZ-MaPriC (2021).

Sustitución de diésel a gas natural o hidrógeno: este tipo de medidas de mitigación responden a la necesidad de sustituir el combustible fósil, principalmente en automotores y hornos de calcinación y secado; se incluye la implementación de maquinaria amarilla con consumo de hidrógeno o motores eléctricos, al igual que el reemplazo de quemadores de gas natural por quemadores de hidrógeno. Las medidas de mitigación en esta categoría están alineadas con aquellas agrupadas en “*Sustitución de energéticos*” en el documento de GIZ-MaPriC (2021).

Sustitución energía del SIN a autogeneración con gas natural: dentro de las medidas de mitigación se identifica que es posible aplicar nuevas tecnologías para la generación de energía eléctrica, que tienen emisiones de GEI más bajas, entre las que están las plantas de generación a gas, el uso de biomasa para generación de gas de síntesis y los paneles solares. Estas medidas de mitigación están alineadas con el grupo de medidas que tiene el mismo nombre en el documento de GIZ-MaPriC (2021).



3.1.3.3 Escenarios de mitigación para el 2030

El presente documento propone seis escenarios de mitigación, cuatro de los cuales están basados parcialmente en el Plan Energético Nacional a 2050 (UPME, 2021), en un escenario replicando las medidas de mitigación del PI-GCCme 2030 y en un escenario adicional, donde se plantea una mayor ambición en las medidas de mitigación. Estos escenarios se describen a continuación.

Escenario 0 (ESC0): en este escenario se analizan las medidas de mitigación planteadas en el PI-GCCme 2030.

Escenario 1 (ESC1): este escenario está enfocado en las distintas iniciativas que posee el sector energético colombiano para alinearse con las tendencias en el resto del mundo; en este escenario, la matriz energética es definida por el escenario de actualización del PEN 2050 (UPME, 2021), mientras que los demás energéticos y minerales son proyectados tal cual como se proyectaron en la línea base 2030.

Escenario 2 (ESC2): este escenario supone la adopción de las tecnologías con los mejores rendimientos energéticos del mundo para 2050, y un amplio uso de gases combustibles; en este escenario, la matriz energética es definida por el escenario de modernización del PEN 2050 (UPME, 2021), mientras que los demás energéticos y minerales son proyectados tal cual como se proyectaron en la línea base 2030.

Escenario 3 (ESC3): plantea mayores ambiciones en la electrificación de la economía, sobre todo en términos de descarbonización; en este

escenario, la matriz energética es definida por el escenario de inflexión del PEN 2050 (UPME, 2021), mientras que los demás energéticos y minerales son proyectados tal cual como se proyectaron en la línea base 2030.

Escenario 4 (ESC4): un escenario más ambicioso propuesto en el PEN 2050, en el cual se destaca principalmente la entrada de hidrógeno verde como energético al país, específicamente como recurso de generación en la oferta de energía; en este escenario, la matriz energética es definida por el escenario de interrupción del PEN 2050 (UPME, 2021), mientras que los demás energéticos y minerales son proyectados tal cual como se proyectaron en la línea base 2030.

Escenario 5 (ESC5): el escenario más ambicioso de este documento, pues pretende contemplar todas las medidas disponibles de mitigación con una proyección en generación de energía eléctrica igual al ESC4, incluyendo la tecnología de Captura, Uso y Almacenamiento de Carbono (CCUS, por sus siglas en inglés) a partir del año 2040. Así mismo, contempla aumentar la eficiencia energética y la reducción del consumo de combustibles fósiles en los sectores de hidrocarburos y minería de carbón, que conlleva a una mejora de la eficiencia energética en los procesos de extracción y refinación de petróleo, y en la extracción de carbón.

A continuación, se muestra un resumen de los supuestos tenidos en cuenta para cada uno de los escenarios de mitigación planteados para el año 2030.

Tabla 3-7 Resumen de los escenarios con sus respectivas medidas de mitigación a 2030

Medida	ESC0	ESC1	ESC2	ESC3	ESC4	ESC5
SIN-Diversificación matriz energética	Matriz energética: FNCER: 10 % Hidro: 62 % Térmicas: 28 % Generación total a 2030: 98,4 TWh	Matriz energética: FNCER: 22 % Hidro: 70 % Térmicas: 8 % Generación total a 2030: 80,5 TWh	Matriz energética: FNCER: 22 % Hidro: 70 % Térmicas: 8 % Generación total a 2030: 73,6 TWh	Matriz energética: FNCER: 20 % Hidro: 65 % Térmicas: 15 % Nuclear: 0 % Generación total a 2030: 72,7 TWh	Matriz energética: FNCER: 20 % Hidro: 66 % Térmicas: 14 % Nuclear: 0 % Hidrógeno: 0 % Generación total a 2030: 71,8 TWh	Matriz energética: FNCER: 20 % Hidro: 66 % Térmicas: 14 % Nuclear: 0 % Hidrógeno: 0 % Generación total a 2030: 71,8 TWh
SIN-Gestión de la demanda	-0,32 MtCO ₂ eq sin RETIC	-2,36 % de la demanda de energía	-2,36 % de la demanda de energía	-2,36 % de la demanda de energía	-2,36 % de la demanda de energía	-2,36 % de la demanda de energía
SIN-Eficiencia centrales térmicas	-0,6821 MtCO ₂ eq	-6,47 % del consumo de combustible luego de gestión de la demanda	-6,47 % del consumo de combustible luego de gestión de la demanda	-6,47 % del consumo de combustible luego de gestión de la demanda	-6,47 % del consumo de combustible luego de gestión de la demanda	-6,47 % del consumo de combustible luego de gestión de la demanda
ZNI-Diversificación matriz energética	-0,0732 MtCO ₂ eq	Matriz energética: Diésel: 86 % FNCER: 14 %	Matriz energética: Diésel: 88 % FNCER: 12 %	Matriz energética: Diésel: 79 % FNCER: 21 %	Matriz energética: Diésel: 77 % FNCER: 23 %	Matriz energética: Diésel: 75 % FNCER: 25 %
Ext. carbón - Eficiencia energética	-7 % del consumo de combustible	-3 % del consumo de combustible	-3 % del consumo de combustible	-3 % del consumo de combustible	-7 % del consumo de combustible	-13 % del consumo de combustible
Ext. carbón - Recuperación de metano en minería de carbón subterránea	No contemplada	-6 % de emisiones fugitivas en operaciones de minería en minas subterráneas	-6 % de emisiones fugitivas en operaciones de minería en minas subterráneas	-6 % de emisiones fugitivas en operaciones de minería en minas subterráneas	-6 % de emisiones fugitivas en operaciones de minería en minas subterráneas	-6 % de emisiones fugitivas en operaciones de minería en minas subterráneas
Extracción y transporte P&G - Eficiencia energética	-0,044 MtCO ₂ eq	-4,4 % de consumo de combustible	-4,4 % de consumo de combustible	-4,4 % de consumo de combustible	-11 % de consumo de combustible	-11 % de consumo de combustible
Ref. petróleo - Eficiencia energética	-0,615 MtCO ₂ eq anual por consumo de combustible	-7,6 % del consumo de combustible	-7,6 % del consumo de combustible	-7,6 % del consumo de combustible	-11 % del consumo de combustible	-11 % del consumo de combustible
Extracción y transporte P&G - LDAR	No contemplada	-3 % de las emisiones fugitivas totales	-3 % de las emisiones fugitivas totales	-3 % de las emisiones fugitivas totales	-3 % de las emisiones fugitivas totales	-3,5 % de las emisiones fugitivas totales

Medida	ESCO	ESC1	ESC2	ESC3	ESC4	ESC5
Extracción y transporte P&G -Adecuación de equipos y plataformas	Optimización glicol: 0,28 MtCO ₂ eq Recuperación condensados tanques: 0,71 MtCO ₂ eq Recuperación gas compresores de viga: 1,383 MtCO ₂ eq Reducción de quema en antorchas: 0,651 MtCO ₂ eq	-29,4 % de las emisiones fugitivas totales	-55 % de las emisiones fugitivas totales			
Extracción y transporte P&G – Mejora tecnológica	No contemplada	1,7 % de las emisiones fugitivas totales	1,7 % de las emisiones fugitivas totales			
Extracción y transporte P&G - Mejora de prácticas	No contemplada	0,21 % de las emisiones fugitivas totales	0,21 % de las emisiones fugitivas totales			
Extracción y transporte P&G – Sustitución de energéticos	No contemplada	No contemplada	No contemplada	No contemplada	-10 % en consumo combustibles en extracción por biomasa	-10 % en consumo de combustibles en extracción por biomasa
Ref. petróleo - Sustitución de energéticos	No contemplada	No contemplada	No contemplada	No contemplada	-10,6 % y -5 % consumo combustibles en refinación por hidrógeno y biomasa	-13,37 % y -5 % consumo combustibles en refinación por hidrógeno y biomasa
Ref. petróleo – CCS	No contemplada	No contemplada	No contemplada	No contemplada	No contemplada	-30 % de las emisiones
Ext. P&G – CCS	No contemplada	No contemplada	No contemplada	No contemplada	No contemplada	-30 % de las emisiones
Ext. otros minerales -Eficiencia energética	No contemplada	Hasta -18 % consumo de diésel -12 % consumo de gas natural	Hasta -18 % consumo de diésel -12 % consumo de gas natural	Hasta -22 % consumo de diésel -12 % consumo de gas natural	Hasta -22 % consumo de diésel -12 % consumo de gas natural	Hasta -22 % consumo de diésel -12 % consumo de gas natural
Ext. otros minerales Sustitución de diésel a gas natural e hidrógeno.	No contemplada	Hasta -15 % consumo de diésel	Hasta -15 % consumo de diésel			

Medida	ESC0	ESC1	ESC2	ESC3	ESC4	ESC5
Ext. otros minerales - Sustitución energía del SIN a autogeneración con gas natural	No contemplada	Aumento consumo de gas de 23,3 %				
Compensaciones	Sumideros de carbono	Sumideros de carbono	Sumideros de carbono	Sumideros de carbono	Sumideros de carbono	Sumideros de carbono

Fuente: elaboración propia



3.1.4 Proyección de emisiones para los escenarios de mitigación 2030

En esta sección del documento, se especifican las proyecciones de los energéticos para cada uno de los escenarios de mitigación para el 2030; adicionalmente, se especifica la metodo-

logía de proyección para aquellas variables que no son proyectadas directamente por el sector, pero que se encuentran ligadas con las emisiones propias del mismo.

3.1.4.1 Proyección de energéticos a 2030 por escenario

Proyección de generación de energía en el Sistema Interconectado Nacional

En la Tabla 3-8 se resume el origen de la proyección de generación de energía para los escenarios de mitigación a 2030.

⬇ **Tabla 3-8** Resumen de expansiones del SIN por escenario de mitigación a 2030

Escenario de mitigación	Descripción
ESCO	La proyección de generación para este escenario se centra en lo proyectado en el escenario 14 del plan de expansión de la UPME para el año 2014 (UPME, 2014), la cual fue base del PIGCC-me 2030 en materia de diversificación de la matriz energética. Para este escenario, se contempló una expansión en capacidades a 2030 de 13.568 MW de generación hidráulica, 4141 MW de gas, 1575 MW de carbón, 1024 MW de plantas menores, 315 MW en cogeneración, 275 MW en geotérmica y 88 MW en líquidos. En el caso de la generación eólica y solar, se tuvieron en cuenta los resultados de la última subasta —llevada a cabo en el 2019— que lleva las capacidades instaladas hasta 1900 MW en energía eólica y 606 en energía solar, para el año 2026. Se debe tener en cuenta que, para este escenario, se proyecta una oferta de electricidad de 98,4 TWh hacia el 2030.
ESC1	Para este escenario se emplea la proyección planteada en el PEN 2050 en el escenario de actualización. Para ello, se contempló una expansión en capacidades a 2030 de 14.660 MW de generación hidráulica, 2529 MW de gas, 1590 MW de carbón, 1615 MW en cogeneración, 2860 MW en eólica, 360 MW en solar y 2250 MW en otros recursos (líquidos, biomasa). Se debe tener en cuenta que, para este escenario, se proyecta una oferta de electricidad de 80,5 TWh hacia el 2030.
ESC2	Para este escenario, se emplea la proyección planteada en el PEN 2050 en el escenario de modernización. Se contempló una expansión en capacidades a 2030 de 14.660 MW de generación hidráulica, 2529 MW de gas, 1920 MW de carbón, 1615 MW en cogeneración, 2860 MW en eólica, 730 MW en solar y 2250 MW en otros recursos (líquidos, biomasa). Se debe tener en cuenta que, para este escenario, se proyecta una oferta de electricidad de 73,6 TWh hacia el 2030.
ESC3	Para este escenario, se emplea la proyección planteada en el PEN 2050 en el escenario de inflexión. Se contempló una expansión en capacidades a 2030 de 14.850 MW de generación hidráulica, 2529 MW de gas, 1380 MW de carbón, 1618 MW en cogeneración, 2860 MW en eólica, 730 MW en solar y 2010 MW en otros recursos (líquidos, biomasa). Se debe tener en cuenta que, para este escenario, se proyecta una oferta de electricidad de 72,7 TWh hacia el 2030.

Escenario de mitigación	Descripción
ESC4	Para este escenario, se emplea la proyección planteada en el PEN 2050 en el escenario de disrupción. Se contempló una expansión en capacidades a 2030 de 14850 MW de generación hidráulica, 2529 MW de gas, 1920 MW de carbón, 1615 MW en cogeneración, 2860 MW en eólica, 730 MW en solar y 2010 MW en otros recursos (líquidos, biomasa). Se debe tener en cuenta que, para este escenario, se proyecta una oferta de electricidad de 71,8 TWh hacia el 2030.
ESC5	En este escenario, se considera la misma expansión planteada en el escenario ESC4 de este documento, sin embargo, los cambios de este escenario están dados para medidas de mitigación más ambiciosas que las planteadas para el escenario ESC4.

Fuente: elaboración propia

El Gráfico 3-16 muestra la generación de electricidad para cada uno de los escenarios; en el caso particular del ESC0, dentro de las estimaciones realizadas para el PIGCCme 2030, no se encontró estimaciones específicas para biogás. Cabe resaltar que en los escenarios ESC1 a ESC5, se da mayor participación a la generación de energía a combustibles líquidos, razón por la cual, en sus respectivos paneles, no

es posible observar el comportamiento de la línea base para dichos combustibles. Cada escenario descrito tiene un uso diferente de energía eléctrica asociado a todos los sectores, la Tabla 3-9 muestra el porcentaje de uso a 2030 de energía eléctrica para cada sector contemplado en el PEN 2050 y, adicionalmente, el equivalente de consumo energético de energía eléctrica final.

 **Tabla 3-9** Porcentajes de electrificación para cada escenario a 2030

Sector	ESC1		ESC2		ESC3		ESC4-ESC5	
	% Uso energía eléctrica	Consumo energía (PJ)	% Uso energía eléctrica	Consumo energía (PJ)	% Uso energía eléctrica	Consumo Energía (PJ)	% Uso energía eléctrica	Consumo energía (PJ)
Transporte	0,8 %	5,59	0,9 %	6,39	1,1 %	7,35	4,1 %	25,67
Industrial	18,5 %	63,68	18,5 %	61,85	19,5 %	61,96	20,2 %	60,05
Residencial	37,0 %	95,65	36,0 %	83,80	52,0 %	82,40	56,8 %	71,34
Terciario	70,1 %	63,61	68,5 %	57,17	67,4 %	52,14	68,8 %	43,49
Agricultura, construcción y minería	31,9 %	27,19	31,9 %	27,19	32,3 %	29,69	32,3 %	29,69
Total	16,8 %	255,72	16,3 %	236,41	17,2 %	233,55	18,9 %	230,24

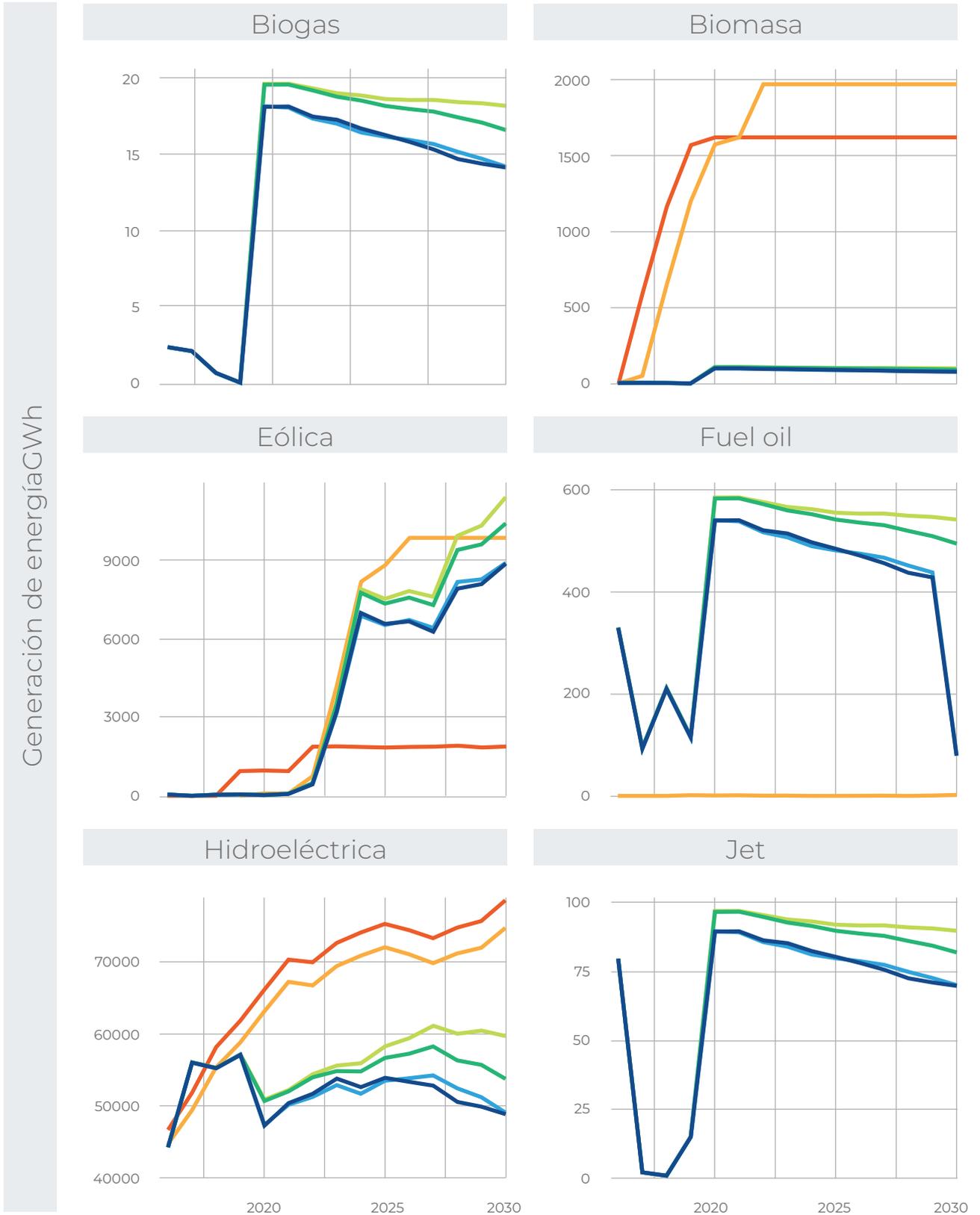
Fuente: elaboración propia basado en UPME, 2021

A 2030, se evidencia que para el sector transporte, en los diferentes escenarios, el porcentaje de electrificación varía entre el 1 % y el 4 %, donde se estiman cerca de 25 PJ en los ESC4-ESC5. Respecto al sector industrial, dicho porcentaje varía entre 18 % y 20 %, manteniendo un valor promedio entre los escenarios de consumo final de 61 PJ. Respecto a los sectores terciarios y de la agricultura, construcción y minería, dicha variación en los porcentajes de electrificación se encuentra entre

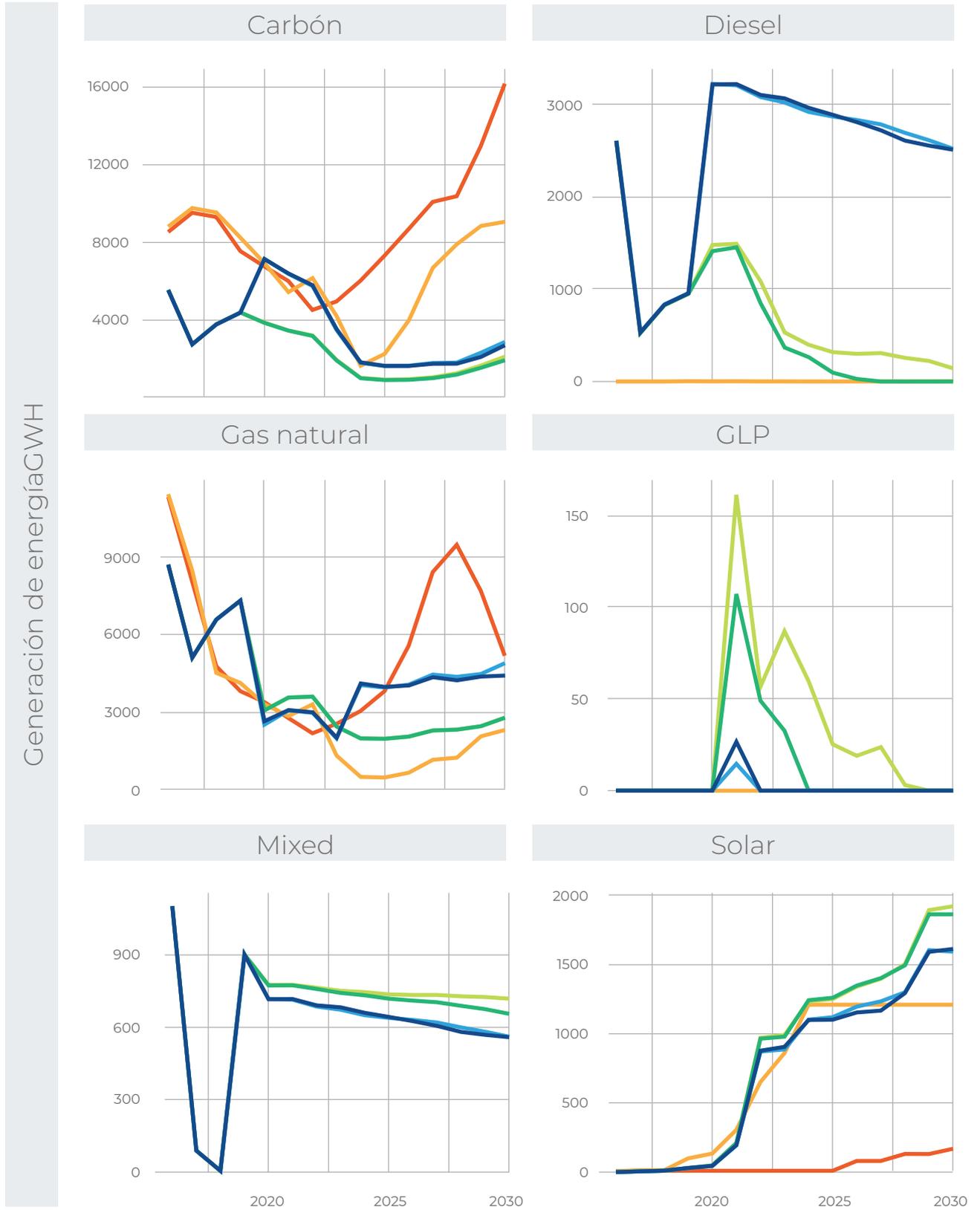
el 67 % y 70 %, y 32 % y 33 %, respectivamente. La variación más significativa entre los porcentajes de electrificación en los escenarios a 2030 se presenta para el sector residencial, donde los ESC1 y ESC2 presentan porcentajes del 37 % y 36 %, respectivamente, mientras que para el ESC3, ESC4-ESC5 se identifica una electrificación entre el 52 % y 57 %; sin embargo, destaca que el consumo final de energía eléctrica del ESC1 y ESC2 son mayores que para los escenarios ESC3 y ESC4-ESC5.

Gráfico 3-16 Proyección de generación de energía eléctrica en el SIN por escenario para el 2030

— Linea base — ESC0 — ESC1 — ESC2 — ESC3 — ESC4 & ESC5



— Linea base — ESC0 — ESC1 — ESC2 — ESC3 — ESC4 & ESC5



Fuente: elaboración propia

Consumo de combustible para generación de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas (ZNI)

En el caso de las Zonas No Interconectadas, para los escenarios ESC1 a ESC4 se contemplaron los consumos de combustible proyectados en el PEN 2050, como los escenarios de actualización, modernización, inflexión y interrupción, respectivamente; para el ESC5, se contemplaron consu-

mos de diésel aun menores que en el escenario de interrupción del PEN 2050. Para el escenario ESC0, se ajustó de tal forma que mantuviera el potencial estimado para el PIGCCme 2030 de 0,073 MtCO₂eq (OPTIM-SUR, 2016). La información obtenida se resume en el Gráfico 3-17.

Gráfico 3-17 Proyección de consumo de combustible en la generación de energía eléctrica en las ZNI -por escenario- para el 2030



Fuente: elaboración propia

Proyección de producción y refinación de petróleo

La producción de petróleo y de refinación de petróleo en los escenarios ESC1 a ESC5 se especifica como las mismas proyecciones planteadas para la línea base 2030 de este documento; en el caso del escenario ESC0, la producción de petróleo y la cantidad de petróleo refinado se tomó del plan de expansión de líquidos 2015 (OPTIM-SUR, 2016). En el Gráfico 3-18 se observa el comportamiento de la línea base 2030 de este documento con respecto a la línea base empleada para la elaboración del PIGCCme 2030, para la producción de petróleo, mientras que en el Gráfico 3-19 se muestra la comparación entre la línea base 2030 de este documento y la empleada en el PIGCCme 2030, para la refinación de petróleo.

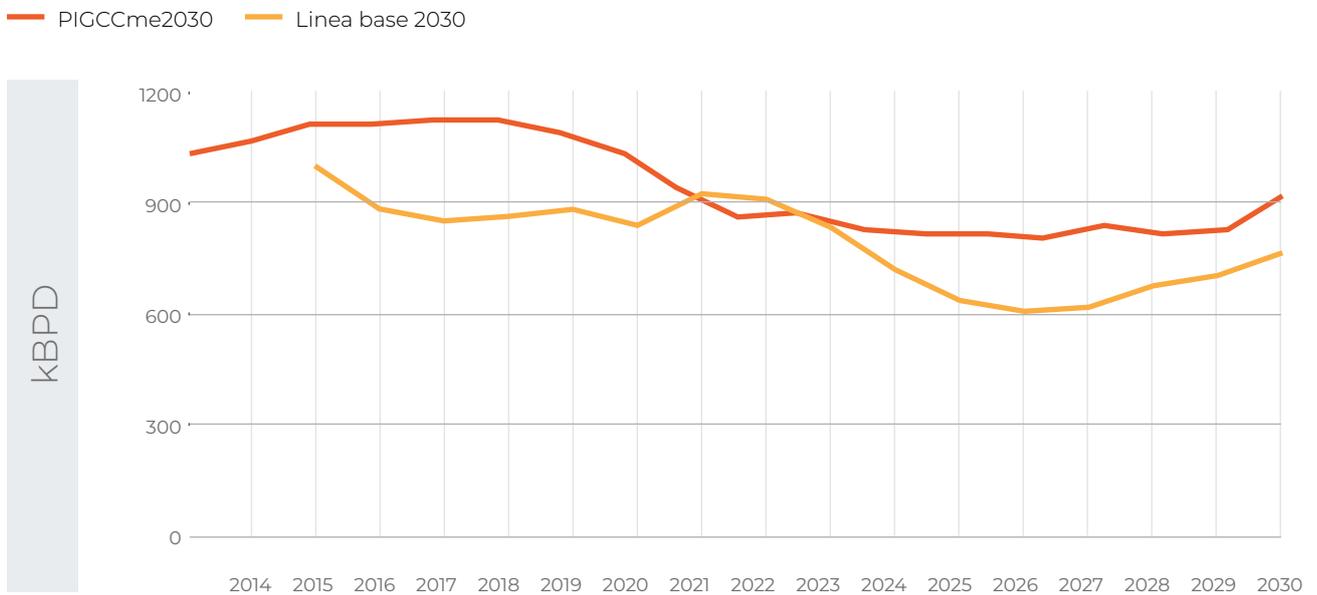
La producción de petróleo y de refinación de petróleo en los escenarios ESC1 a ESC5 se especifica como las mismas proyecciones planteadas para la línea base 2030 de este documento

Proyección de producción y oferta de gas natural

En cuanto a la producción y oferta de gas en los escenarios ESC1 a ESC5, se manejó la proyección de gas natural de la línea base 2030 de este documento, mientras que para el escenario ESC0 se empleó la proyección de gas del estudio OPTIM-SUR (2016), el cual fue base para el PIGCCme 2030; sin embargo, se recalca que el estudio del PIGCCme 2030 no cuenta con proyección de importación de gas, para ser incluido en la oferta en este escenario. Por otro lado,

como se puede observar en el Gráfico 3-20, el escenario del PIGCCme 2030 proyectó una producción de gas mucho mayor a la proyectada en la línea base de este documento, debido a que en el PIGCCme 2030 se tomó un escenario híbrido entre los escenarios medio y alto; se resalta esta diferencia debido a que, al tener una proyección de producción de gas más alta, el PIGCCme 2030 presenta emisiones fugitivas mucho mayores a las presentadas en este documento.

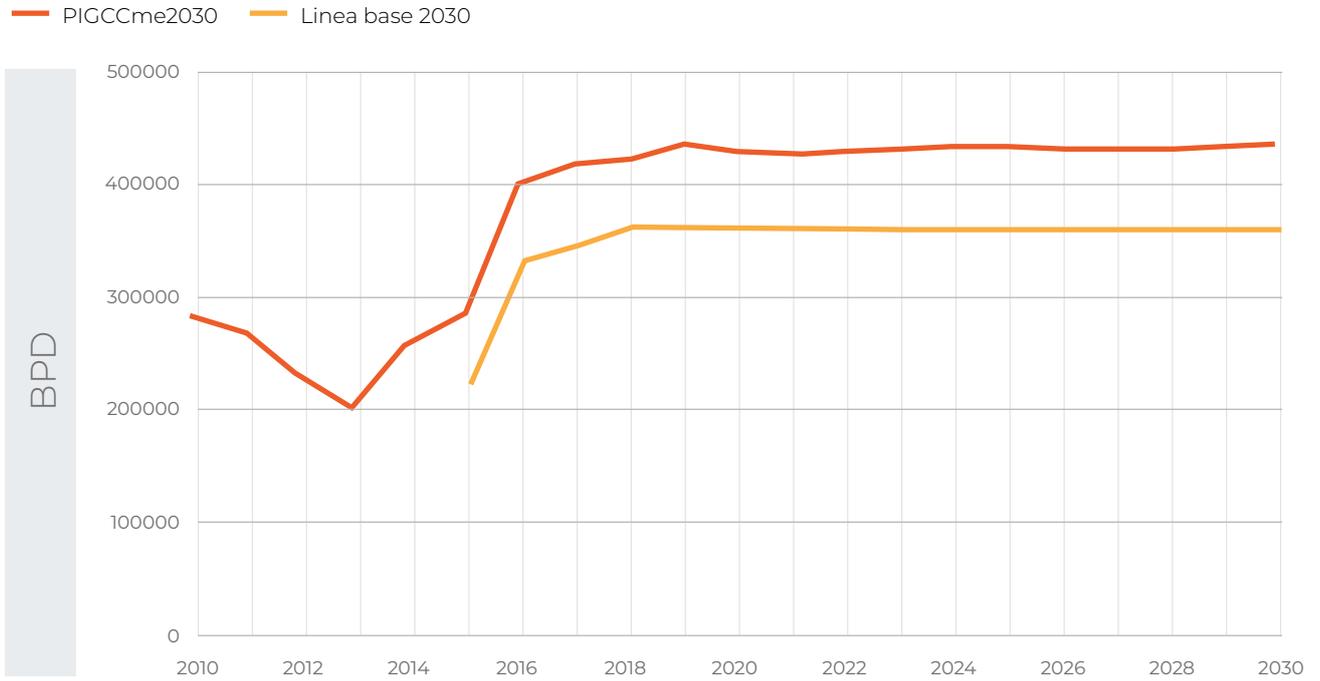
Gráfico 3-18 Proyección de producción de petróleo para el escenario PIGCCme 2030 comparado con la línea base 2030 de este documento



Fuente: elaboración propia

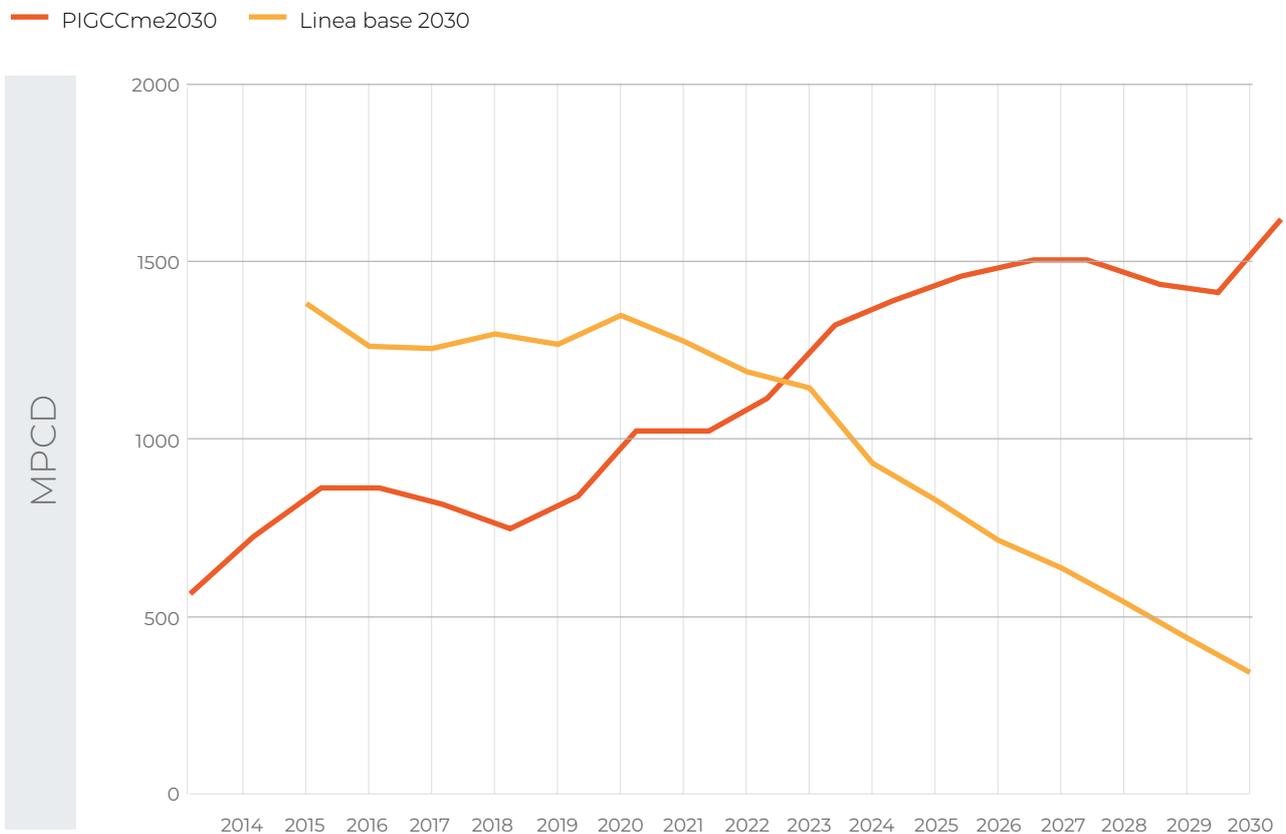


Gráfico 3-19 Proyección de refinación de petróleo del PIGCCme 2030 comparando con la línea base 2030 de este documento



Fuente: elaboración propia

Gráfico 3-20 Proyección de producción de gas del PIGCCme 2030 comparada con la línea base 2030 de este documento



Fuente: elaboración propia

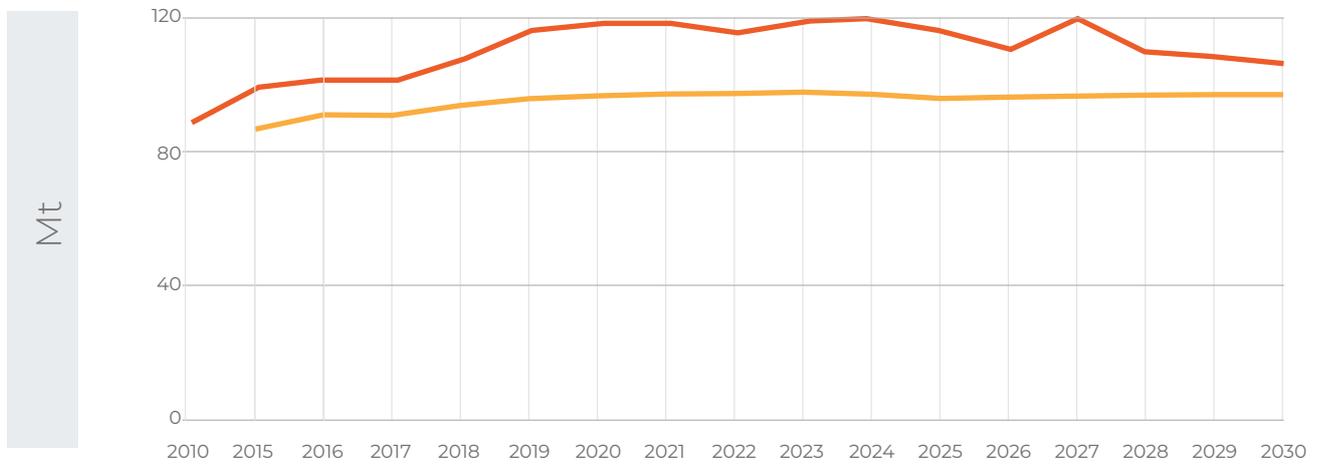
Proyección de carbón

Las proyecciones de carbón para los escenarios ESC1 a ESC5 se manejaron como las proyecciones de carbón planteadas en la línea base 2030 de este documento; por otro lado, para el ESC0 se empleó la proyección de carbón estimada por OPTIM-SUR (2016). Para el escenario ESC0,

se contempla un cambio en la participación de la minería de superficie de 91 % en el 2010 a 82 % en el 2030. En el Gráfico 3-21 se muestra la comparación entre las proyecciones de carbón de la línea base 2030 de este documento con respecto a la empleada en el PIGCCme 2030.

 **Gráfico 3-21** Proyección de producción de carbón del PIGCCme 2030 comparada con la línea base 2030 de este documento

— PIGCCme2030 — Línea base 2030



Fuente: elaboración propia



Proyección de otros minerales

Finalmente, las proyecciones de otros minerales para los escenarios ESC1 a ESC5, se manejaron como las proyecciones de minería de otros, planteadas en la línea base 2030 de este docu-

mento. En el PIGCCme 2030 no fue considerada la proyección de producción de otros minerales. La proyección de otros minerales a 2030 se presentó en el Gráfico 3-7.

3.1.4.2 Metodología de estimación de GEI de los potenciales de mitigación 2030

A continuación, se define la metodología de estimación de potenciales de mitigación para cada una de las medidas, en cada uno de los escenarios; los coeficientes de ajuste (β) varían según la actividad, el combustible usado y el sector, y corresponden a los mismos empleados para estimar la línea base, los cuales están mencionados en la Tabla 3-2 y están detallados en el ANEXO 2.2 de este documento.

Adicionalmente, los factores de emisión mencionados en esta sección, se encuentran documentados en el ANEXO 2.1. Los cálculos de emisiones y potenciales de mitigación fueron realizados en hojas de cálculo y por medio de algoritmos escritos por los autores en lenguaje R, en los que se emplean las ecuaciones del ANEXO 2.1 y el ANEXO 2.2 y las expresiones de estimación de potenciales presentadas a continuación.

A. Diversificación de la matriz energética en el Sistema Interconectado Nacional

Al definir las rutas de generación de energía eléctrica, tanto en la línea base como en los escenarios de mitigación, los potenciales de mitigación para cada uno de los escenarios fueron definidos como:

$$[\text{Ec. 1}] \quad \text{PDMSIN}_{E,i,y,j} = \left(\left(\text{Gen}_{B,i,y} - \text{Gen}_{E,i,y} \right) \cdot \beta_{1,i} + \beta_{0,i} \right) \cdot \text{FE}_{i,j}$$

Donde:

PDMSIN_{E,i,y,j}: potencial de mitigación del gas 'j' con la diversificación de la matriz energética en el SIN del escenario 'E', en el combustible 'i', para el año 'y', en kg del gas 'j' por año.

Gen_{B,i,y}: generación de energía eléctrica con el combustible 'i' para el año 'y' en la línea base 2030, en GWh/año.

Gen_{E,i,y}: generación de energía eléctrica con el combustible 'i' para el año 'y' en el escenario 'E', en GWh/año.

$\beta_{0,i}$ y $\beta_{1,i}$: coeficientes de ajuste entre generación de energía eléctrica en GWh y consumo de combustible en TJ, para el combustible 'i'.

FE_{i,j}: factor de emisión del gas 'j', por consumo de combustible 'i', en kg de gas 'j' por TJ.

B. Diversificación de la matriz energética en las Zonas No Interconectadas

Los potenciales de mitigación para cada uno de los escenarios, en el consumo de combustible para las ZNI, fueron estimados como:

$$[\text{Ec. 2}] \quad \text{PDMZNI}_{E,y,j} = \left(\text{CnsCmb}_{B,y} - \text{CnsCmb}_{E,j} \right) \cdot \text{FE}_j$$

Donde:

PDMZNI_{E,y,j}: potencial de mitigación del gas 'j' con la diversificación de la matriz energética en las ZNI del escenario 'E' para diésel, para el año 'y', en kg del gas 'j' por año.

CnsCmb_{B,y}: consumo de diésel para el año 'y' en la línea base 2030, en TJ/año.

CnsCmb_{E,j}: consumo de diésel para el año 'y' en el escenario 'E', en TJ/año.

FE_j: factor de emisión del gas 'j', por consumo de diésel, en kg de gas 'j' por TJ.

C. Gestión de la demanda en el Sistema Interconectado Nacional

Para los escenarios ESC1 a ESC5, la estimación de los potenciales para esta medida se basó en los porcentajes de reducción de consumo energético (RD) estimados por Colombia Inteligente (2018), cuyos porcentajes se encuentran en la Tabla 3-10.

 **Tabla 3-10** Porcentajes de reducción en la generación por gestión de la demanda (RD)

Año	Base [GWh]	RD [GWh]	RD [%]
2017	72.945	54	0,1 %
2018	76.583	113	0,1 %
2019	78.955	175	0,2 %
2020	81.229	240	0,3 %
2021	83.248	307	0,4 %
2022	85.336	377	0,4 %
2023	87.516	516	0,6 %
2024	89.875	662	0,7 %
2025	92.403	817	0,9 %
2026	95.086	1121	1,2 %
2027	97.934	1.442	1,5 %
2028	100.937	1.784	1,8 %
2029	104.125	2.147	2,1 %
2030	107.514	2.534	2,4 %

Fuente: elaboración propia a partir de Colombia Inteligente, 2018

Los potenciales para los escenarios ESC1 a ESC5, para esta medida de mitigación, se estimaron como:

$$[\text{Ec. 3}] \quad \text{PGDSIN}_{E,i,y,j} = \left(\text{Gen}_{E,i,y} \cdot \frac{\text{RD}_y}{100} \cdot \beta_{1,i} + \beta_{0,i} \right) \cdot \text{FE}_{i,j}$$

Donde:

PGDSIN_{E,i,y,j}: potencial de mitigación del gas 'j' con la gestión de la demanda en el SIN del escenario 'E', en el combustible 'i', para el año 'y', en kg del gas 'j' por año.

Gen_{E,i,y}: generación de energía eléctrica con el combustible 'i' para el año 'y' en el escenario 'E', en GWh/año.

RD_y: porcentaje de reducción en la generación por gestión de la demanda para el año 'y', en porcentaje.

β_{0,i} y β_{1,i}: coeficientes de ajuste entre generación de energía eléctrica en GWh y consumo de combustible en TJ, para el combustible 'i'.

FE_{i,j}: factor de emisión del gas 'j', por consumo de combustible 'i', en kg de gas 'j' por TJ.

En el caso del escenario ESC0, se mantiene el valor estimado para el PIGCCme del 2030 de 0,32 Mt-CO₂eq y su inicio en el 2015 (OPTIM-SUR, 2016).

D. Eficiencia energética en centrales térmicas

En cuanto a la eficiencia energética en centrales térmicas, se estimaron los porcentajes de reducción basados en un estudio de eficiencia realizado por CIAT (2020), en donde se dividió el potencial de ahorro encontrado para la gestión de la operación y mantenimiento, y en el ahorro

por cambio o mejora tecnológica con respecto al promedio de los consumos de combustible proyectados en el mismo estudio. Los porcentajes estimados de reducción (RE) se encuentran en la Tabla 3-11; estos porcentajes fueron aplicados a los escenarios ESC1 a ESC5.

Tabla 3-11 Porcentajes de reducción en el consumo de combustibles por eficiencia energética en centrales térmicas (RE) hasta el 2030

Año	RE	Año	RE
2015	0,000 %	2023	4,58 %
2016	0,000 %	2024	5,44 %
2017	0,000 %	2025	4,88 %
2018	0,000 %	2026	4,59 %
2019	0,000 %	2027	5,41 %
2020	0,000 %	2028	4,56 %
2021	7,496 %	2029	4,73 %
2022	6,043 %	2030	6,47 %

Fuente: estimado según información de CIAT, 2020

La estimación de los potenciales de ahorro para esta medida de mitigación, en los escenarios ESC1 a ESC5, se realizó con la siguiente expresión:

$$[\text{Ec. 4}] \quad \text{PEESIN}_{E,i,y,j} = \left(\text{Gen}_{E,i,y} \left(1 - \frac{\text{RD}_y}{100} \right) \cdot \beta_{1,i} + \beta_{0,i} \right) \cdot \frac{\text{RE}_y}{100} \cdot \text{FE}_{i,j}$$

Donde:

PEESIN_{E,i,y,j}: potencial de mitigación del gas 'j' por la eficiencia energética en centrales térmicas del SIN del escenario 'E', en el combustible 'i', para el año 'y', en kg del gas 'j' por año.

Gen_{E,i,y}: generación de energía eléctrica con el combustible 'i' para el año 'y' en el escenario 'E', en GWh/año.

RD_y: porcentaje de reducción en la generación por gestión de la demanda para el año 'y', en porcentaje.

β_{0,i} y β_{1,i}: coeficientes de ajuste entre generación de energía eléctrica en GWh y consumo de combustible en TJ, para el combustible 'i'.

RE_y: porcentaje de reducción en el consumo de combustible por eficiencia energética para el año 'y', en porcentaje.

FE_{i,j}: factor de emisión del gas 'j', por consumo de combustible 'i', en kg de gas 'j' por TJ.

En el caso del escenario ESC0, se mantiene el valor estimado para el PIGCCme del 2030 de 0,6821 MtCO₂eq y su inicio en el 2015 (OPTIM-SUR, 2016).

E. Eficiencia energética en la extracción de carbón

Los porcentajes de ahorro por eficiencia energética en los procesos de extracción de carbón (REM) para los escenarios ESC1 a ESC3, fueron estimados basados en CIAT (2021b), cuyos valores se encuentran en la Tabla 3-12; por otro lado, para el ESC4 se estimó el valor porcentual de la reduc-

ción del PIGCCme 2030, mientras que para el escenario se supone el doble del valor porcentual estimado por OPTIM-SUR (2016) para el PIGCCme 2030. En el caso del escenario ESC0, se mantiene el valor estimado para el PIGCCme del 2030 de 6,65 % y su inicio en el 2015 (OPTIM-SUR, 2016).

 **Tabla 3-12** Porcentajes de reducción en el consumo de combustibles por eficiencia energética en la extracción de carbón (REM) hasta 2030

Escenario	REM [2015-2030]
ESC1-ESC3*	2,90 %
ESC4**	6,65 %
ESC5	13,3 %

Fuente: *CIAT, 2021b **Estimación basada en OPTIM-SUR, 2016

La estimación de los potenciales de esta medida de mitigación, para los escenarios ESC1 a ESC5, se estableció con la siguiente expresión:

$$[\text{Ec. 5}] \quad \text{PEEMC}_{E,i,y,j} = \text{CbPr}_{E,y} \cdot \beta_{1,i} \cdot \frac{\text{REM}_y}{100} \cdot \text{FE}_{i,j}$$

Donde:

PEEMC_{E,i,y,j}: potencial de mitigación del gas 'j' por la eficiencia energética en la extracción de carbón del escenario 'E', en el combustible 'i', para el año 'y', en kg del gas 'j' por año.

CbPr_{E,y}: producción total de carbón para el año 'y' en el escenario 'E', en t/año.

β_{1,i}: coeficiente de ajuste entre producción total de carbón en t y consumo de combustible en TJ, para el combustible 'i'.

REM_y: porcentaje de reducción en el consumo de combustible por eficiencia energética en extracción de carbón para el año 'y'.

FE_{i,j}: factor de emisión del gas 'j', por consumo de combustible 'i', en kg de gas 'j' por TJ.

F. Eficiencia energética en la producción y transporte de petróleo y gas

El potencial para esta medida, en esta parte de la cadena de petróleo y gas natural, fue estimado por el estudio de eficiencia energética en este sector por el CIAT (2021a), cuyos valores se presentan en la Tabla 3-13. Estos potenciales fueron aplicados a los escenarios ESC1 a ESC3, mientras que para el ESC4 y ESC5, se supone una mayor ambición de reducción a 10,80 %, acorde a la estrategia de carbono neutralidad establecidas por empresas del sector, porcentaje que fue socializado en reuniones técnicas y sesiones de trabajo conjunto. Para el ESC0, el PIGCCme

contempla dos medidas que pueden reducir el uso de combustible en esta cadena: el uso de gas anular normalmente venteado y la reducción de venteos y de quema en antorchas; sin embargo, estos son contabilizados directamente en emisiones fugitivas, por lo que, para propósitos de este estudio, se estimó el potencial calórico que tendría la quema de ese metano recuperado, en esas medidas, y se estimó una reducción de emisiones por la quema de los combustibles tradicionales en los procesos de extracción y de transporte de 0,044 MtCO₂eq.

La estimación de los potenciales de esta medida de mitigación para los escenarios ESC1 a ESC5, en la extracción de petróleo y gas, se estableció con la siguiente expresión:

$$[\text{Ec. 6}] \quad \text{PEEPG}_{E,i,y,j} = \left(\text{PtPr}_{E,y} + \text{GnPr}_{E,y} \right) \cdot \beta_{1,i} \cdot \frac{\text{REP}_y}{100} \cdot \text{FE}_{i,j}$$

Donde:

PEEPG_{E,i,y,j}: potencial de mitigación del gas 'j' por la eficiencia energética en la extracción de petróleo y gas del escenario 'E', en el combustible 'i', para el año 'y', en kg del gas 'j' por año.

PtPr_{E,y}: producción de petróleo para el año 'y' en el escenario 'E', en KBOE/año.

GnPr_{E,y}: producción de gas para el año 'y' en el escenario 'E', en KBOE/año.

β_{1,i}: coeficiente de ajuste entre cantidad de hidrocarburos totales producidos en KBOE y consumo de combustible en TJ, para el combustible 'i'.

REP_y: porcentaje de reducción en el consumo de combustible por eficiencia energética en extracción y transporte de petróleo y gas natural para el año 'y'.

FE_{i,j}: factor de emisión del gas 'j', por consumo de combustible 'i', en kg de gas 'j' por TJ.

En el caso de la estimación de los potenciales en el transporte por gasoductos, se empleó la siguiente expresión para estimar los potenciales de los escenarios ESC1 a ESC5:

$$[\text{Ec. 7}] \quad \text{PEETG}_{E,i,y,j} = \text{GnTrn}_{E,y} \cdot \beta_{1,i} \cdot \frac{\text{REP}_y}{100} \cdot \text{FE}_{i,j}$$

Donde:

PEETG_{E,i,y,j}: potencial de mitigación del gas 'j' por la eficiencia energética en el transporte de gas por gasoductos del escenario 'E', en el combustible 'i', para el año 'y', en kg del gas 'j' por año.

GnTrn_{E,y}: cantidad de gas transportado en gasoductos para el año 'y' en el escenario 'E', en GBTU/año.

β_{1,i}: coeficiente de ajuste entre cantidad de gas transportado en gasoductos en millones de m³ y consumo de combustible en TJ, para el combustible 'i'.

REP_y: porcentaje de reducción en el consumo de combustible por eficiencia energética en extracción y transporte de petróleo y gas natural para el año 'y'.

FE_{i,j}: factor de emisión del gas 'j', por consumo de combustible 'i', en kg de gas 'j' por TJ.

En el caso de la estimación de los potenciales en el transporte por oleoductos, se empleó la siguiente expresión para estimar los potenciales de los escenarios ESC1 a ESC5:

$$[\text{Ec. 8}] \quad \text{PEETO}_{E,i,y,j} = \text{TrnOld}_{E,y} \cdot \beta_{1,i} \cdot \frac{\text{REP}_y}{100} \cdot \text{FE}_{i,j}$$

Donde:

PEETO_{E,i,y,j}: potencial de mitigación del gas 'j' por la eficiencia energética en el transporte de gas por oleoductos del escenario 'E', en el combustible 'i', para el año 'y', en kg del gas 'j' por año.

TrnOld_{E,y}: cantidad de petróleo transportado en oleoductos para el año 'y' en el escenario 'E', en KBOE/año.

β_{1,i}: coeficiente de ajuste entre cantidad de petróleo transportado por oleoductos en KBOE y consumo de combustible en TJ, para el combustible 'i'.

REP_y: porcentaje de reducción en el consumo de combustible por eficiencia energética en extracción y transporte de petróleo y gas natural, para el año 'y'.

FE_{i,j}: factor de emisión del gas 'j', por consumo de combustible 'i', en kg de gas 'j' por TJ.

⬇ **Tabla 3-13** Porcentajes de reducción en el consumo de combustibles por eficiencia energética en la producción y transporte de petróleo y gas (REP) hasta 2030

Periodo	ESC1 a ESC3*	ESC4–ESC5**
[2015-2019]	4,4 %	10,8 %
[2020-2023]	4,5 %	10,8 %
[2024-2025]	4,4 %	10,8 %
[2026-2029]	4,3 %	10,8 %
[2030]	4,4 %	10,8 %

Fuente: *CIAT, 2021a **Basado en reuniones técnicas con el sector

G. Eficiencia energética en la refinación de petróleo

En cuanto a la eficiencia en las refinerías, el escenario ESC0 estimó una reducción de 0,615 MtCO₂eq a 2030 por esta medida, equivalente a lo estimado para el PIGCCme 2030 (OPTIM-SUR, 2016); por otro lado, para los escenarios ESC1 a ESC3, se empleó la reducción

estimada por ECOPEPETROL de 7,6 % a 2030; finalmente, para los escenarios ESC4 y ESC5, se aumenta a 10,8 % de porcentaje de reducción de combustibles en la refinación de petróleo, según reuniones técnicas establecidas con empresas del sector.

⬇ **Tabla 3-14** Porcentajes de reducción en el consumo de combustibles por eficiencia energética en la refinación de petróleo (RER) hasta 2030

Escenario	RER [2015-2030]
ESC1 a ESC3*	7,6 %
ESC4 – ESC5**	10,8 %

Fuente: *Basado en información de OPTIM-SUR, 2016 **Basado en reuniones técnicas con el sector

La estimación de los potenciales de esta medida de mitigación, para los escenarios ESC1 a ESC5, se estableció con la siguiente expresión:

$$[\text{Ec. 9}] \quad \text{PEERP}_{E,i,y,j} = \text{PtRf}_{E,y} \cdot \beta_{1,i} \cdot \frac{\text{RER}_y}{100} \cdot \text{FE}_{i,j}$$

Donde:

PEERP_{E,i,y,j}: potencial de mitigación del gas 'j' por la eficiencia energética en la refinación de petróleo del escenario 'E', en el combustible 'i', para el año 'y', en kg del gas 'j' por año.

PtRf_{E,y}: cantidad de petróleo refinado para el año 'y' en el escenario 'E', en KBOE/año.

β_{1,i}: coeficiente de ajuste entre cantidad de petróleo refinado en KBOE y consumo de combustible en TJ, para el combustible 'i'.

RER_y: porcentaje de reducción en el consumo de combustible por eficiencia energética en refinerías para el año 'y'.

FE_{i,j}: factor de emisión del gas 'j', por consumo de combustible 'i', en kg de gas 'j' por TJ.

H. Recuperación de metano en minería de carbón subterránea para quema o uso

El porcentaje de reducción de emisiones fugitivas de metano en las operaciones de extracción en la minería subterránea, está estimado por la EPA (2019b) con un valor de 28 % cuando se usa el metano en la generación de electricidad *in situ*, y de un 28 % cuando se emplean quemadores o antorchas para quemar dicho gas. Dado que se su-

pone que las medidas en cada una de las minas podrían ser excluyentes, para propósitos de este documento se espera alcanzar para el 2030 una remoción de 8,615 % de metano en dicho proceso extractivo, y que su implementación empezaría a partir de 2028; se proyecta que el desarrollo pleno de esta medida alcance el 28 % en el año 2040.

↓ **Tabla 3-15** Porcentajes de recuperación de metano en minería subterránea de carbón para quema o uso en generación de energía eléctrica (RMM) hasta 2030

Año	RMM
2015-2027	0,000 %
2028	2,154 %
2029	4,308 %
2030	8,615 %

Fuente: elaboración propia

Los potenciales de mitigación para esta medida, en los escenarios ESC1 a ESC5, se estimaron como:

$$[\text{Ec. 10}] \quad \text{PEFMS}_{E,y,d} = \text{CbSbPr}_{E,y,d} \cdot \frac{\text{RMM}_y}{100} \cdot \text{FE}_{i,j}$$

Donde:

PEFMS_{E,y,d}: potencial de mitigación de metano por su captura para quema o uso en el escenario 'E', para el año 'y', en el departamento 'd', en kgCH₄/año.

CbSbPr_{E,y,d}: producción de carbón en minas subterráneas para el año 'y' en el escenario 'E', en el departamento 'd', en t carbón/año.

RMM_y: porcentaje de reducción de metano en las operaciones de extracción en las minas subterráneas de carbón para el año 'y'.

FE_{i,j}: factor de emisión de metano por las operaciones de extracción en las minas subterráneas de carbón, en kg CH₄/t carbón.

Finalmente, para el escenario ESC0 no se contempla un porcentaje de reducción, ya que esta medida no fue contemplada inicialmente en el PIGCCme 2030.

I. Porcentajes de reducción de emisiones fugitivas de metano en petróleo y gas

Los porcentajes de reducción de emisiones en los escenarios ESC1 a ESC5 para la cadena productiva del petróleo y gas, fueron estimados con la herramienta CoMAT v1.0, desarrollada por *Clean Air Task Force*, cuya descripción específica se encuentra en el ANEXO 2.3. Esta herramienta se ajustó con la información proyectada para los escenarios con sus respectivos supuestos de mitigación, que se encuentran en dicho anexo, y luego de una homologación de emisiones de dicha herramienta con las categorías IPCC 2006 —que son la base de las emisiones fugitivas de este documento— se estimaron los potenciales de emisión, año a año; sin embargo, para mostrar la variabilidad de los mismos, en la Tabla 3-16 se muestran los valores de porcentajes de reducción aplicados a los factores de emisión de sus respectivas categorías IPCC

para los años 2015 y 2030; en esta tabla, se puede observar cómo existen algunos porcentajes que varían con respecto al año, usualmente los que están asociados a las emisiones fugitivas en la producción fiscalizada de gas, y esto se debe principalmente a que, dentro de esta categoría, se encuentran las emisiones derivadas de las actividades llevadas a cabo en las plataformas *off-shore*, y estos potenciales son sensibles a la cantidad estimada de producción *off-shore* a 2030. Por otro lado, cabe resaltar que los potenciales son los mismos para cada uno de los escenarios, excepto en la reducción de quema de antorchas, en donde se supone un escenario de ambición muy alta de eliminación total de gases quemados en antorchas, y se pasa de un 70 % de reducción por LDAR a un 80 %⁶ (ver sombreado en la Tabla 3-16).

↓ **Tabla 3-16** Porcentajes de reducción de metano en Emisiones fugitivas para petróleo y gas natural (RMP) para el año 2030

Medida de mitigación	Categoría IPCC 2006	RMP [ESC1-ESC4]		RMP [ESC5]	
		2015	2030	2015	2030
Adecuación de equipos-compresores centrífugos	Gas natural enviado a plantas-venteo	9,7 %	9,7 %	9,7 %	9,7 %
	Transporte gasoductos-venteo	4,8 %	4,8 %	4,8 %	4,8 %
	Gas natural enviado a plantas-otras emisiones	9,7 %	9,7 %	9,7 %	9,7 %
Adecuación de equipos-compresores reciprocantes	Almacenamiento de gas-otras emisiones	46,6 %	46,6 %	46,6 %	46,6 %
	Gas natural enviado a plantas-venteo	25,1 %	25,1 %	25,1 %	25,1 %
	Gas natural enviado a plantas-otras emisiones	25,1 %	25,1 %	25,1 %	25,1 %
	Producción de gas fiscalizada-otras emisiones	9,5 %	8,5 %	9,5 %	8,5 %
	Producción de petróleo-venteo	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
	Transporte gasoductos-venteo	25,5 %	25,5 %	25,5 %	25,5 %

⁶ Los porcentajes de reducción de emisiones para LDAR se definen según su periodicidad, según la herramienta CoMAT, si se hace una campaña LDAR cada 4 meses, se obtendrían reduc-

ciones de hasta 70%, mientras que si se hacen cada 3 meses, la reducción que aplicaría para cada una de las estimaciones involucradas alcanzaría hasta 80%.

Medida de mitigación	Categoría IPCC 2006	RMP [ESC1-ESC4]		RMP [ESC5]	
		2015	2030	2015	2030
Adecuación de equipos - Deshidratadores	Almacenamiento de gas-otras emisiones	2,3 %	2,3 %	2,3 %	2,3 %
	Gas natural enviado a plantas-venteo	7,3 %	7,3 %	7,3 %	7,3 %
	Gas natural enviado a plantas-otras emisiones	7,3 %	7,3 %	7,3 %	7,3 %
	Producción de gas fiscalizada-venteo	0,2 %	0,2 %	0,2 %	0,2 %
	Producción de gas fiscalizada-otras emisiones	0,2 %	0,2 %	0,2 %	0,2 %
	Transporte gasoductos-venteo	0,2 %	0,2 %	0,2 %	0,2 %
Adecuación de equipos - Reducción de quema de antorchas*	Producción de gas fiscalizada-antorchas	5,4 %	11,7 %	100,0 %	100,0 %
	Producción de petróleo-antorchas	48,7 %	48,8 %	100,0 %	100,0 %
Adecuación de equipos - Tanques con antorchas*	Producción de petróleo-antorchas	0,5 %	0,4 %	0,5 %	0,4 %
Adecuación de equipos-Tanques con VRU	Producción de gas fiscalizada-otras emisiones	4,9 %	5,7 %	4,9 %	5,7 %
	Producción de petróleo-venteo	11,5 %	11,1 %	11,5 %	11,1 %
Adecuación de equipos - Venteo en tuberías	Producción de gas fiscalizada-otras emisiones	0,2 %	0,2 %	0,2 %	0,2 %
Adecuación de equipos-Plataformas offshore	Producción de gas fiscalizada-otras emisiones	2,9 %	2,6 %	2,9 %	2,6 %
LDAR	Gas natural enviado a plantas-venteo	7,2 %	7,2 %	8,3 %	8,3 %
	Gas natural enviado a plantas-otras emisiones	7,2 %	7,2 %	8,3 %	8,3 %
	Producción de gas fiscalizada-otras emisiones	16,6 %	14,8 %	18,9 %	16,9 %
	Producción de petróleo-otras emisiones	70,0 %	70,0 %	80,0 %	80,0 %
	Transmisión de gas-otras emisiones	66,9 %	66,4 %	76,4 %	75,9 %
Mejora de prácticas - Apertura y cierre de pozos	Producción de petróleo-venteo	0,4 %	0,3 %	0,4 %	0,3 %
Mejora de prácticas - Manejo de gases venteados	Transporte gasoductos-venteo	2,9 %	2,9 %	2,9 %	2,9 %
Mejora tecnológica - Bombas de inyección de químicos	Producción de gas fiscalizada-otras emisiones	0,1 %	0,1 %	0,1 %	0,1 %
	Producción de petróleo-venteo	0,4 %	0,4 %	0,4 %	0,4 %
Mejora tecnológica - Bombas neumáticas	Producción de gas fiscalizada-otras emisiones	3,4 %	3,1 %	3,4 %	3,1 %

Medida de mitigación	Categoría IPCC 2006	RMP [ESC1-ESC4]		RMP [ESC5]	
		2015	2030	2015	2030
Mejora tecnológica - Controladores neumáticos	Almacenamiento de gas- otras emisiones	10,9 %	10,9 %	10,9 %	10,9 %
	Gas natural enviado a plantas- otras emisiones	1,1 %	1,1 %	1,1 %	1,1 %
	Producción de gas fiscalizada- otras emisiones	13,4 %	11,9 %	13,4 %	11,9 %
	Producción de petróleo-venteo	4,0 %	3,9 %	4,0 %	3,9 %
	Transporte gasoductos-venteo	3,4 %	3,4 %	3,4 %	3,4 %
Mejora tecnológica - Sustitución de bombas KIMRAY	Producción de gas fiscalizada- otras emisiones	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %

* El porcentaje de reducción de emisiones por la quema en antorchas no solo se aplica a metano sino a los demás gases de combustión. Fuente: elaboración propia

La estimación de los potenciales de mitigación, para cada una de las medidas en los escenarios ESC1 a ESC5, se estimaron como:

$$[\text{Ec. 11}] \quad \text{PEFPG}_{y,m} = \sum_c \left(\text{EF}_{B,y,c} \cdot \text{RMP}_{m,y,c} \right)$$

Donde:

PEFPG_{y,m}: potencial de mitigación para la medida 'm', en el año 'y', en MtCO₂eq de metano por año, excepto cuando la medida es aplicada a antorchas, en la cual el potencial se encuentra en unidades de MtCO₂eq/año

EF_{B,y,c}: emisión fugitiva de la línea base para el año 'y' y la categoría IPCC 'c', en MtCO₂eq de metano por año, excepto cuando la medida es aplicada a antorchas, en la cual el potencial se encuentra en unidades de MtCO₂eq/año y se contemplan todos los gases.

RMP_{m,y,c}: porcentaje de reducción de emisiones fugitivas para la medida de mitigación 'm' en la categoría IPCC 'c' en el año 'y'.

Finalmente, para el escenario ESC0, se manejan los potenciales estimados para las medidas de mitigación establecidas en el PIGCCme 2030, la recuperación de condensados de tanques con sistemas VRU de 0,71 MtCO₂eq y la reducción de quema de antorchas y gases venteados para ser usados en generación de energía, es de -0,655 MtCO₂eq.

El PIGCCme también establece como medidas la recuperación de gases en los compresores de viga, con un potencial de 1,383 MtCO₂eq; sin embargo, al revisar metodológicamente la estimación de este valor, se evidenció que la extrapolación del estudio de Ecopetrol citado en dicho documento (OPTIM-SUR, 2016) al uni-

verso de la extracción de petróleo en el país, es de 0,33 MtCO₂eq, valor que fue establecido como potencial para esta medida en el ESC0. De igual forma, la medida de mitigación de optimización de deshidratadores fue ajustada, debido a que en el PIGCCme 2030 se establecen unas emisiones de línea base del sector de gas natural de alrededor de 12 MtCO₂eq; sin embargo, en este documento, luego de considerar las proyecciones de la UPME y realizar ajustes en los factores de emisión para las emisiones fugitivas, se llega a un valor de emisiones fugitivas para gas natural de 0,8 MtCO₂eq, por lo que, luego del ajuste, se estima que el potencial de esta medida para el escenario ESC0 estaría en 0,014 MtCO₂eq.

J. Sustitución de energéticos en refinación y extracción de crudo

Se consideró la implementación de hidrógeno y biomasa como sustitutos energéticos en las etapas de extracción de petróleo y gas y refinación. Los ESC1-ESC3 no consideran esta medida; en cuanto a la refinación de petróleo los ESC4 y ESC5 alcanzan a 2030 una reducción de 11 % y 13 % en consumo de combustibles fósiles, respectivamente, por la implementación de hidrógeno; el porcentaje establecido para el ESC4 está establecido con base a proyecciones compartidas por empresas del sector y el ESC5 está alineado con la ruta del hidrógeno nacional —Hoja de Ruta del Hidrógeno

Colombia— desarrollada por el Ministerio de Minas y Energía (2021). La siguiente tabla resume la reducción en el consumo de combustibles fósiles por la implementación de esta medida a 2030 para los escenarios 4 y 5. En cuanto al uso de biomasa, este tipo de medidas no son consideradas para los ESC1-ESC3. Para los ESC4 y ESC5, se alcanza una disminución de hasta 5 % en consumo de energéticos en refinación y del 10 % en extracción. Estos porcentajes son obtenidos a partir de potenciales de reducción por este tipo de combustible, en empresas del sector.

⬇ **Tabla 3-17** Porcentaje de reducción de consumo de combustibles fósiles por sustitución a hidrógeno o biomasa (RSE)

Año	Refinación		Extracción
	Hidrógeno		Biomasa
	RSE* [ESC4]	RSE** [ESC5]	RSE* [ESC4-ESC5]
2015-2020	0,0 %	0,0 %	0,0 %
2021	0,0 %	0,0 %	1,0 %
2022	0,0 %	0,0 %	2,0 %
2023	0,0 %	0,0 %	3,0 %
2024	0,0 %	0,0 %	4,0 %
2025	1,7 %	2,2 %	5,1 %
2026	3,5 %	4,5 %	6,1 %
2027	5,3 %	6,7 %	7,1 %
2028	7,1 %	8,9 %	8,1 %
2029	8,8 %	11,1 %	9,1 %
2030	10,6 %	13,4 %	10,1 %

Fuente: *Elaboración propia a partir de información de empresas del sector ** Basado en Minenergía, 2021

La estimación de los potenciales de esta medida de mitigación, para los escenarios ESC4 a ESC5, en extracción de petróleo y gas, se estableció con la siguiente expresión:

$$[\text{Ec. 12}] \quad \text{PSEPG}_{E,i,y,j} = \left(\text{PtPr}_{E,y} + \text{GnPr}_{E,y} \right) \cdot \beta_{1,i} \cdot \left(1 - \frac{\text{REP}_y}{100} \right) \cdot \frac{\text{RSE}_y}{100} \cdot \text{FE}_{i,j}$$

Donde:

PSEPG_{E,i,y,j}: potencial de mitigación del gas 'j' por la sustitución de energéticos en extracción de petróleo y gas en el escenario 'E', en el combustible 'i', para el año 'y', en kg del gas 'j' por año.

PtPr_{E,y}: producción de petróleo para el año 'y' en el escenario 'E', en KBOE/año.

GnPr_{E,y}: producción de gas para el año 'y' en el escenario 'E', en KBOE/año.

β_{1,i}: coeficiente de ajuste entre producción de hidrocarburos en KBOE y consumo de combustible en TJ, para el combustible 'i'.

REP_y: porcentaje de reducción en el consumo de combustible por eficiencia energética en extracción y transporte de petróleo y gas natural para el año 'y'.

RSE_y: porcentaje de reducción en el consumo de combustible por sustitución de energéticos en extracción o refinación de crudo para el año 'y'.

FE_{i,j}: factor de emisión del gas 'j', por consumo de combustible 'i', en kg de gas 'j' por TJ.

La estimación de los potenciales de esta medida de mitigación, para los escenarios ESC4 a ESC5, en la refinación de petróleo, se estableció con la siguiente expresión:

$$[\text{Ec. 13}] \quad \text{PSERP}_{E,i,y,j} = \left(\text{Ptrf}_{E,y} \right) \cdot \beta_{1,i} \cdot \left(1 - \frac{\text{RER}_y}{100} \right) \cdot \frac{\text{RSE}_y}{100} \cdot \text{FE}_{i,j}$$

Donde:

PSERP_{E,i,y,j}: potencial de mitigación del gas 'j' por la sustitución de energéticos en la refinación de petróleo en el escenario 'E', en el combustible 'i', para el año 'y', en kg del gas 'j' por año.

PtRf_{E,y}: cantidad de petróleo refinado para el año 'y' en el escenario 'E', en KBOE/año.

β_{1,i}: coeficiente de ajuste entre cantidad de petróleo refinado en KBOE y consumo de combustible en TJ, para el combustible 'i'.

RER_y: porcentaje de reducción en el consumo de combustible por eficiencia energética en refinerías para el año 'y'.

RSE_y: porcentaje de reducción en el consumo de combustible por sustitución de energéticos en la refinación de crudo para el año 'y'.

FE_{i,j}: factor de emisión del gas 'j', por consumo de combustible 'i', en kg de gas 'j' por TJ.

K. CCS - Refinerías

La captura y posterior almacenamiento de parte de las emisiones generadas en los procesos de refinación, fue considerada como medida de mitigación únicamente en el ESC5. Para este escenario, se adaptaron proyecciones compartidas por empresas del sector, permitiendo estimar una re-

ducción del 30 % de las emisiones a 2030, luego de haber aplicado el resto de las medidas de mitigación que apliquen para refinación. La siguiente tabla resume el porcentaje de reducción de las emisiones de refinación para el ESC5, por la implementación de esta medida de mitigación:

⬇ **Tabla 3-18** Porcentaje de reducción de emisiones por aplicaciones de proyectos de CCS en refinación (RCR)

Año	RCR [ESC 5]
2021-2024	0 %
2025	5 %
2026	10 %

Año	RCR [ESC 5]
2027	15 %
2028	20 %
2029	25 %
2030	30 %

Fuente: elaboración propia

Para el cálculo de la reducción de emisiones del ESC5, por la aplicación de CCS en refinación, se aplicó la siguiente ecuación:

$$[\text{Ec. 14}] \quad \text{PCCRP}_{E,i,y,j} = \text{Ptrf}_{E,y} \cdot \beta_{1,i} \cdot \left(1 - \frac{\text{RSE}_y}{100}\right) \cdot \left(1 - \frac{\text{RER}_y}{100}\right) \cdot \frac{\text{RCR}_y}{100} \cdot \text{FE}_{i,j}$$

Donde:

PCCRP_{E,i,y,j}: potencial de mitigación del gas 'j' por el uso de tecnologías CCS refinación de petróleo del escenario 'E', en el combustible 'i', para el año 'y', en kg del gas 'j' por año.

RCR_y: porcentaje de reducción de emisiones por la implementación de la tecnología CCS para el año 'y'.

Ptrf_{E,y}: cantidad de petróleo refinado para el año 'y' en el escenario 'E', en KBOE/año.

RSE_y: porcentaje de reducción en el consumo de combustible por sustitución de energéticos en extracción o refinación de crudo para el año 'y'.

β_{1,i}: coeficiente de ajuste entre petróleo refinado en KBOE y consumo de combustible en TJ, para el combustible 'i'.

RER_y: porcentaje de reducción en el consumo de combustible por eficiencia energética en refinerías para el año 'y'.

FE_{i,j}: factor de emisión del gas 'j', por consumo de combustible 'i', en kg de gas 'j' por TJ.

L. CCS - Extracción de petróleo y gas

La captura y posterior almacenamiento de parte de las emisiones generadas en los procesos de extracción de hidrocarburos, fue considerada como medida de mitigación únicamente en el ESC5. Para este escenario, se adaptaron proyecciones compartidas por ECOPETROL, permitiendo estimar una reducción del 30 % de las emisiones a 2030, luego de haber aplicado el resto de las medidas de mitigación que apliquen para refinación. La siguiente tabla resume el porcentaje de reducción de las emisiones de refinación para el ESC5, por la implementación de esta medida de mitigación:

⬇ **Tabla 3-19** Porcentaje de reducción de emisiones por aplicación de CCS en extracción de petróleo y gas (RCE)

Año	RCE [ESC5]
2015-2024	0 %
2025	5 %
2026	10 %
2027	15 %
2028	20 %
2029	25 %
2030	30 %

Fuente: elaboración propia

Para el cálculo de la reducción de emisiones del ESC5, por la aplicación de CCS en extracción, se aplicó la siguiente ecuación:

$$[\text{Ec. 15}] \quad \text{PCCPG}_{E,i,y,j} = \left(\text{PtPr}_{E,y} + \text{GnPr}_{E,y} \right) \cdot \beta_{1,i} \cdot \left(1 - \frac{\text{RSE}_y}{100} \right) \left(1 - \frac{\text{REP}_y}{100} \right) \left(\frac{\text{RCE}_y}{100} \right) \cdot \text{FE}_{i,j}$$

Donde:

PCCEPG_{E,i,y,j}: potencial de mitigación del gas 'j' por el uso de tecnologías CCS en extracción de petróleo y gas del escenario 'E', en el combustible 'i', para el año 'y', en kg del gas 'j' por año.

RC_{E,y}: porcentaje de implementación de la tecnología CCS para el año 'y'.

PtPr_{E,y}: producción de petróleo para el año 'y' en el escenario 'E', en KBOE/año.

GnPr_{E,y}: producción de gas para el año 'y' en el escenario 'E', en KBOE/año.

RSE_y: porcentaje de reducción en el consumo de combustible por sustitución de energéticos en extracción o refinación de crudo para el año 'y'.

β_{1,i}: coeficiente de ajuste entre producción de hidrocarburos en KBOE y consumo de combustible, para el combustible 'i'.

REP_y: porcentaje de reducción en el consumo de combustible por eficiencia energética en extracción de hidrocarburos para el año 'y'.

FE_{i,j}: factor de emisión del gas 'j', por consumo de combustible 'i', en kg de gas 'j' por TJ.

M. Eficiencia energética en consumo de combustibles fósiles en la extracción de otros minerales

La disminución de la demanda energética para otros minerales está relacionada con la mejora de la eficiencia energética en varios procesos, los cuales disminuyen el consumo de combustible. Los diferentes potenciales para los escenarios fueron adaptados del estudio realizado por GIZ-MaPriC (2021), donde se plantean tres escenarios: incondicional, condicional y E2050; los escenarios ESC1-ESC2 de este documento están alineados con el incondicional, los escenarios ESC3-ESC4 con el escenario condicional y, finalmente, el ESC5 está alineado con el E2050. La Tabla 3-20 resume la reducción del consumo de combustibles dependiendo del escenario de mitigación. Para el ESC0 no se proyecta dismi-

nución en el consumo de combustibles, debido a que las emisiones de este subsector no fueron estimadas para el PIGCCme 2030.

Para el ESC1-ESC2, a partir del 2023, se presenta un aumento anual en el porcentaje de reducción de consumo de diésel que permite que este valor pase del 10,3 % a 18 % en 2030. Los escenarios ESC3-ESC4 se comportan, en estos años, igual al ESC5; presenciando un incremento anual en el porcentaje de reducción diésel, pasando del 12,8 % en 2023 a 22 % en 2030. Respecto a la disminución del consumo de gas natural, se evidencia que en los cinco escenarios se alcanza una disminución de hasta el 12 % en 2030.

 **Tabla 3-20** Porcentajes de reducción de consumo de combustibles a 2030 por medidas de eficiencia energética en minería de otros (ROM)

Año	Diésel			Gas Natural		
	ROM [ESC1-ESC2]	ROM [ESC3-ESC4]	ROM [ESC5]	ROM [ESC1-ESC2]	ROM [ESC3-ESC4]	ROM [ESC5]
2015	0,4 %	0,4 %	0,4 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
2016	0,8 %	0,8 %	0,8 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
2017	1,3 %	1,3 %	1,3 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %

Año	Diésel			Gas Natural		
	ROM [ESC1-ESC2]	ROM [ESC3-ESC4]	ROM [ESC5]	ROM [ESC1-ESC2]	ROM [ESC3-ESC4]	ROM [ESC5]
2018	1,5 %	1,5 %	1,5 %	2,6 %	2,6 %	2,6 %
2019	1,9 %	1,9 %	1,9 %	5,1 %	5,1 %	5,1 %
2020	2,5 %	3,1 %	3,1 %	9,0 %	9,0 %	9,0 %
2021	4,5 %	5,7 %	5,7 %	10,4 %	10,4 %	10,4 %
2022	7,4 %	9,2 %	9,2 %	11,8 %	11,8 %	11,8 %
2023	10,3 %	12,8 %	12,8 %	11,8 %	11,8 %	11,8 %
2023-2030	18 %	21,7 %	21,7 %	11,8 %	11,8 %	11,8 %

Fuente: elaboración propia basada en GIZ-MaPriC, 2021

La estimación de los potenciales de esta medida de mitigación, para los escenarios ESC1 a ESC5, se estableció con la siguiente expresión:

$$[Ec. 16] \quad PEEOM_{E,i,y,j} = OmPr_{E,y} \cdot \beta_{1,i} \cdot \frac{ROM_y}{100} \cdot FE_{i,j}$$

Donde:

PEEOM_{E,i,y,j}: potencial de mitigación del gas 'j' por la eficiencia energética en la extracción de otros minerales del escenario 'E', en el combustible 'i', para el año 'y', en kg del gas 'j' por año.

OmPr_{E,y}: producción total de otros minerales para el año 'y' en el escenario 'E', en t/año.

β_{1,i}: coeficiente de ajuste entre producción total de otros minerales en t y consumo de combustible en TJ, para el combustible 'i'.

ROM_y: porcentaje de reducción en el consumo de combustible por eficiencia energética en procesos de minería otros minerales para el año 'y'.

FE_{i,j}: factor de emisión del gas 'j', por consumo de combustible 'i', en kg de gas 'j' por TJ.

N. Sustitución de diésel a gas natural/ hidrógeno en la extracción de otros minerales

El potencial de estas medidas de mitigación se debe a la implementación del uso de biodiésel o hidrógeno en maquinaria amarilla y al reemplazo de motores diésel por motores eléctricos. Los diferentes potenciales para los escenarios fueron adaptados del estudio realizado por GIZ-MaPriC

(2021): para el ESC0 no se considera disminución alguna en el consumo de combustibles, los ESC1-ESC5 solo contemplan una reducción en el consumo de diésel del 14,2 % a 2030 y no se espera, para ese año, disminución en el consumo de gas natural en ninguno de los escenarios.

⬇ **Tabla 3-21** Porcentaje de reducción de consumo de combustible a 2030 por medidas de sustitución de energéticos en minería de otros (ROMS)

Año	Diésel			Gas natural		
	ROMS [ESC1-ESC2]	ROMS [ESC3-ESC4]	ROMS [ESC5]	ROMS [ESC1-ESC2]	ROMS [ESC3-ESC4]	ROMS [ESC5]
2015	1,0 %	1,0 %	1,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
2016	2,0 %	2,0 %	2,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
2017	3,0 %	3,0 %	3,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
2018	4,1 %	4,1 %	4,1 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %

Año	Diésel			Gas natural		
	ROMS [ESC1-ESC2]	ROMS [ESC3-ESC4]	ROMS [ESC5]	ROMS [ESC1-ESC2]	ROMS [ESC3-ESC4]	ROMS [ESC5]
2019	5,1 %	5,1 %	5,1 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
2020	6,4 %	6,4 %	6,4 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
2021	7,8 %	7,8 %	7,8 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
2022	9,1 %	9,1 %	9,1 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
2024	11,8 %	11,8 %	11,8 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
2025-2027	13,2 %	13,2 %	13,2 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
2028-2030	14,2 %	14,2 %	14,2 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %

Fuente: elaboración propia, basado en GIZ-MaPriC, 2021

La estimación de los potenciales de esta medida de mitigación, para los escenarios ESC1 a ESC5, se estableció con la siguiente expresión:

$$[\text{Ec. 17}] \quad \text{PSEOM}_{E,i,y,j} = \text{OmPr}_{E,y} \cdot \beta_{1,i} \cdot \frac{\text{ROMS}_y}{100} \cdot \text{FE}_{i,j}$$

Donde:

PSEOM_{E,i,y,j}: potencial de mitigación del gas 'j' por la sustitución de diésel en Ferroniquel y agregados del escenario 'E', en el combustible 'i', para el año 'y', en kg del gas 'j' por año.

OmPr_{E,y}: producción total de otros minerales para el año 'y' en el escenario 'E', en t/año.

β_{1,i}: coeficiente de ajuste entre producción total de otros minerales en t y consumo de combustible en TJ, para el combustible 'i'.

ROMS_y: porcentaje de reducción en el consumo de combustible por sustitución de energéticos en procesos de otros minerales para el año 'y'.

FE_{i,j}: factor de emisión del gas 'j', por consumo de combustible 'i', en kg de gas 'j' por TJ.

O. Sustitución energía del SIN a autogeneración en la extracción de otros minerales

La disminución en el consumo de energía por fuentes fósiles se puede lograr por el uso de nuevas fuentes renovables, tales como paneles solares y energía eólica. Los diferentes potenciales de mitigación para esta medida fueron adaptados

de GIZ-MaPriC (2021): el ESC0 no considera cambios en el consumo de combustible por sustitución de fuentes de energía eléctrica, mientras los ESC1-ESC5 contemplan un aumento del 23 % del consumo de gas natural hasta el 2030.

↓ **Tabla 3-22** Porcentaje de reducción de consumo de combustibles a 2030 por medidas de sustitución fuentes de energía eléctrica en minería de otros (ROMF)

Año	Gas natural		
	ROMF [ESC1-ESC2]	ROMF [ESC3-ESC4]	ROMF [ESC5]
2015-2019	0,00 %	0,00 %	0,00 %
2020	-23,20 %	-23,20 %	-23,20 %
2021-2030	-23,66 %	-23,66 %	-23,66 %

Fuente: elaboración propia basada en GIZ-MaPriC, 2021

La estimación de los potenciales de esta medida de mitigación, para los escenarios ESC1 a ESC5, se estableció con la siguiente expresión:

$$[\text{Ec. 18}] \quad \text{PSFEOM}_{E,i,y,j} = \text{OmPr}_{E,y} \cdot \beta_{1,i} \cdot \frac{\text{ROMF}_y}{100} \cdot \text{FE}_{i,j}$$

Donde:

PSFEOM_{E,i,y,j}: potencial de mitigación del gas 'j' por la sustitución de la fuente de suministro de energía en minería de otros minerales del escenario 'E', en el combustible 'i', para el año 'y', en kg del gas 'j' por año.

OmPr_{E,y}: producción total de otros minerales para el año 'y' en el escenario 'E', en t/año.

β_{1,i}: coeficiente de ajuste entre producción total de producción de otros minerales en t y consumo de combustible en TJ, para el combustible 'i'.

ROMF_y: porcentaje de reducción en el consumo de combustible por sustitución de la fuente de suministro en procesos de otros minerales para el año 'y'. Valores negativos de este factor implican un aumento de emisiones y no un potencial de reducción.

FE_{i,j}: factor de emisión del gas 'j', por consumo de combustible 'i', en kg de gas 'j' por TJ.

P. Medidas del PIGCCme 2030 excluidas

En el PIGCCme 2030 se establece, como medida de mitigación, la captura de metano de los mantos de carbón antes de ser extraídos en la minería de superficie, con un valor cercano a 0,22 MtCO₂eq. Sin embargo, existe evidencia documentada por la EPA (2019b) según la cual es difícil, tanto cuantificar estas emisiones, como realizar un adecuado seguimiento a esta medida; por lo que las medidas de emisiones fugitivas en la minería de car-

bón se centran, específicamente, en la minería subterránea.

Por otro lado, el reglamento técnico de etiquetado (RETIQ) no es incluido dentro de la gestión de la demanda, debido a que no hizo parte de los supuestos del informe técnico presentado por Colombia Inteligente (2018); sin embargo, para el PIGCCme 2030 se estimó un potencial de reducción de 2,5 MtCO₂eq.

Q. Limitaciones de las medidas de mitigación planteadas

Contabilización de la reducción de emisiones por uso de FNCER en la autogeneración en minería de carbón

La información de consumos de combustible en la extracción de carbón no permite distinguir el uso de estos, específicamente, en procesos de autogeneración; por lo cual, no fue posible estimar una reducción de consumos de combus-

tible por la implementación de FNCER en este sector; sin embargo, se sugiere la implementación de esta medida, a la par del mejoramiento de la información de consumos de combustible, en la extracción de carbón.

Contabilización de la reducción de emisiones por uso de FNCER en la extracción, transporte y refinación de petróleo

Aunque con las empresas del sector se puede establecer una estimación del consumo de combustible exclusivo para autogeneración, las mismas empresas tienen proyectada la implementación de FNCER, no para reducir

su consumo de combustibles fósiles en autogeneración, sino para disminuir su demanda de energía eléctrica del SIN, por lo cual no se contabiliza como una medida de mitigación directa.

Producción de hidrógeno azul acompañado de CCS

Dada la alta incertidumbre que tienen estos procesos en la actualidad, no se tuvo en cuenta directamente esta medida; sin embargo, pue-

de verse representada, parcialmente, en los supuestos de CCS en la extracción y refinación de petróleo.

Almacenamiento en baterías

El almacenamiento en baterías es una medida contemplada dentro de las líneas estratégicas del PIGCCme 2030, enfocadas al SIN y a la extracción y refinación de petróleo; sin embargo,

esta medida no se tuvo en cuenta dentro de la cuantificación de las medidas de mitigación por limitaciones técnicas.

Efecto del aumento de temperatura en la demanda y oferta de energía eléctrica

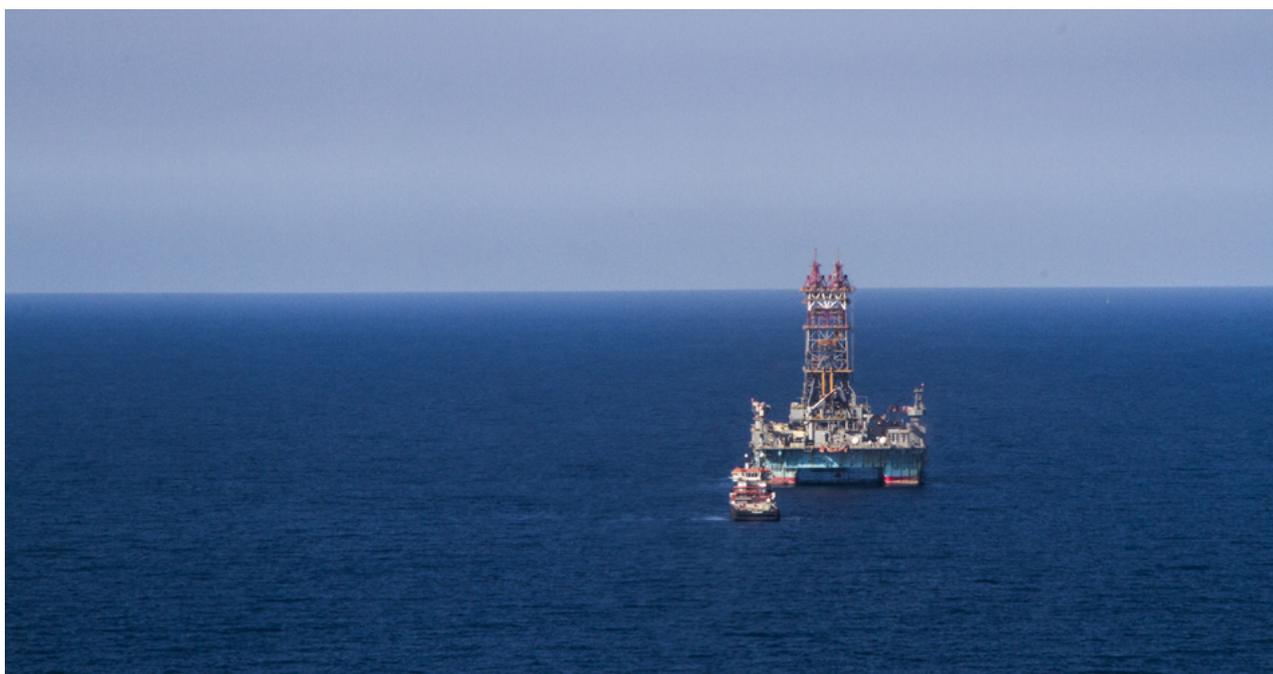
En el estudio *“La electrificación del sistema energético nacional, instrumentos de planeación y la sensibilidad del consumo eléctrico al cambio climático”* generado por CIAT (2021c), se muestra el incremento en la demanda de energía por el incremento de 2°C a 2050; sin embargo, estos efectos no fueron tenidos en cuenta en

el PEN 2050, por lo cual la generación de energía eléctrica en cada uno de los escenarios planteados puede estar subestimada. Así mismo, dicho incremento de temperatura podría afectar la generación de energía en las hidroeléctricas, por lo que el uso de centrales térmicas para suplir este descenso en generación podría ser mayor.

Consideración de las restricciones en el SIN

La pérdida de energía, debido a las restricciones en el SIN, son suplidas con generación adicional de energía, incluyendo la generación por centrales térmicas. La disminución de las restricciones conllevaría a una optimización en la

oferta energética, lo que implicaría una disminución en las emisiones de las centrales térmicas; esta medida no se tuvo en cuenta dentro de la cuantificación de las medidas de mitigación por limitaciones técnicas.



3.1.4.3 Resultados de estimación de GEI de los potenciales de mitigación 2030

Se realizó la estimación de emisiones GEI, para los escenarios de mitigación 2030, siguiendo la metodología descrita anteriormente en este documento: desagregando estas emisiones en los subsectores de generación de energía para SIN, generación de energía en las ZNI, minería de carbón e hidrocarburos (petróleo y gas natural). A continuación, se muestra la Tabla 3-23 de resumen de los potenciales de mitigación a 2030, por escenario, y en el Gráfico 3-22 se encuentra representada la evolución de los escenarios con respecto a la línea base. Dichos resultados no integran los análisis realizados por CIAT (2021c), en cuanto a la disponibilidad de recurso hídrico a largo plazo para las cuencas donde se localiza la mayor capacidad de

generación actual, allí se puede observar que los valores extremos de caudal incrementan su valor considerablemente, comparados con la línea base del modelo. Para la cuenca del Cauca, los valores máximos de este escenario se encuentran por los 35000 m³/s, que son mucho mayores a los 5000 m³/s observados en la línea base. Para la cuenca del Magdalena, los valores máximos de este escenario se encuentran por los 1500 mm por mes, que son mucho mayores a los 350 mm por mes observados en la línea base, esto implica que los valores estacionales serán cada vez más extremos para las cuencas Cauca-Magdalena; sin embargo, se espera que el valor promedio se mantenga muy cercano a la línea base.



Tabla 3-23 Resultados consolidados de los potenciales de mitigación a 2030 en MtCO₂eq

Sector	Medida de mitigación	ESC0	ESC1	ESC2	ESC3	ESC4	ESC5
Carbón	Ext. carbón - Recuperación de metano en minería de carbón subterránea	-	-0,080	-0,080	-0,080	-0,080	-0,080
Carbón	Ext. carbón - Eficiencia energética	-0,188	-0,082	-0,082	-0,082	-0,188	-0,377
Generación de electricidad - SIN	SIN-Diversificación matriz energética	-7,73	-13,410	-13,812	-10,246	-10,660	-10,660
Generación de electricidad - SIN	SIN-Eficiencia centrales térmicas	-0,682	-0,295	-0,269	-0,495	-0,468	-0,469
Generación de electricidad - SIN	SIN-Gestión de la demanda	-0,320	-0,111	-0,101	-0,184	-0,174	-0,174
Generación de electricidad - ZNI	ZNI-Diversificación matriz energética	-0,073	-0,111	-0,112	-0,124	-0,124	-0,137
Petróleo y gas natural	Extracción y transporte P&G - Adecuación de equipos y plataformas	-1,705	-1,293	-1,293	-1,293	-1,293	-2,424

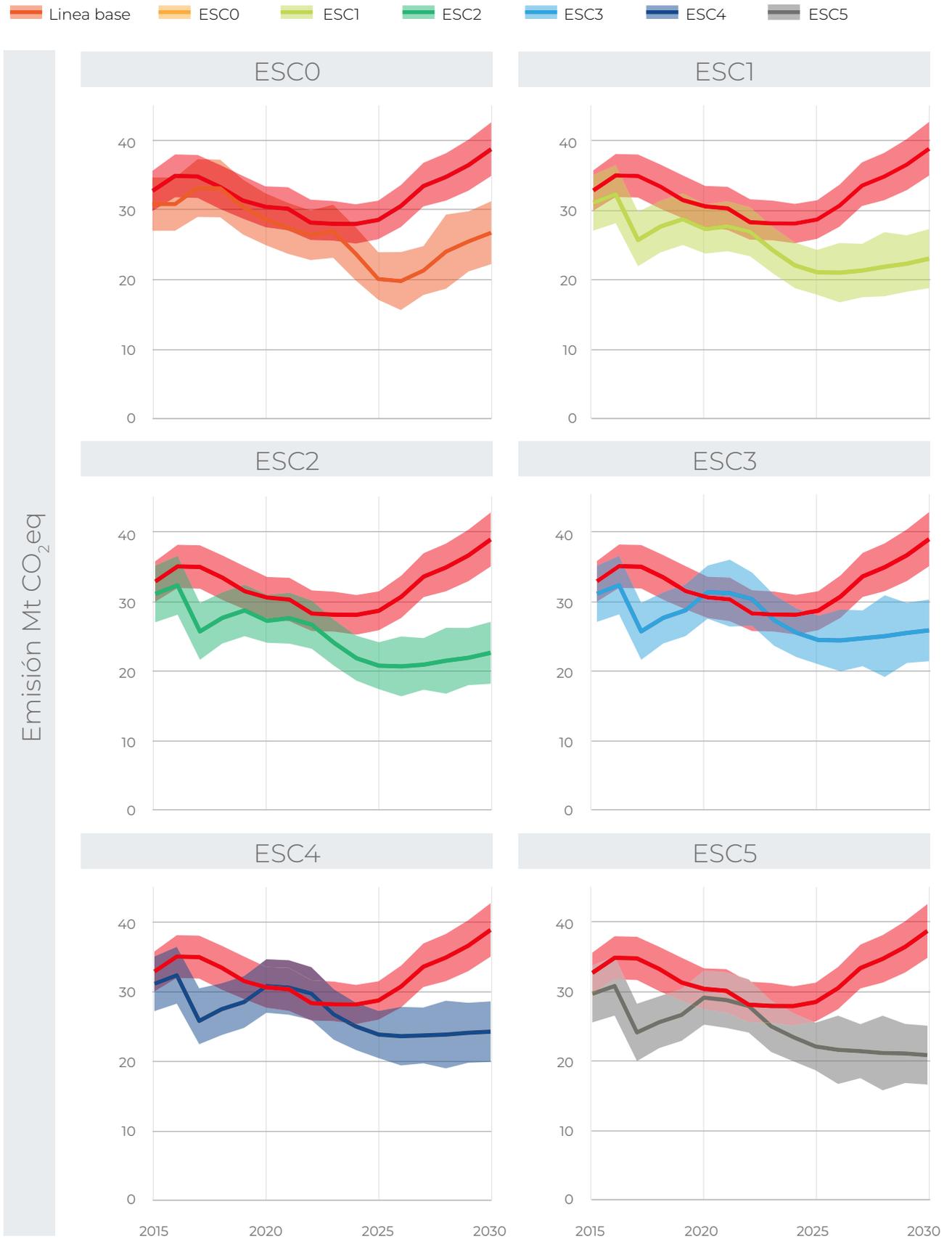
Sector	Medida de mitigación	ESC0	ESC1	ESC2	ESC3	ESC4	ESC5
Petróleo y gas natural	Extracción y transporte P&G - Eficiencia energética	-0,031	-0,198	-0,198	-0,198	-0,823	-0,823
Petróleo y gas natural	Ref. petróleo - Eficiencia energética	-0,538	-0,271	-0,271	-0,271	-0,384	-0,384
Petróleo y gas natural	Extracción y transporte P&G - LDAR	-	-0,134	-0,134	-0,134	-0,134	-0,152
Petróleo y gas natural	Extracción y transporte P&G - Mejora de prácticas	-	-0,009	-0,009	-0,009	-0,009	-0,009
Petróleo y gas natural	Extracción y transporte P&G - Mejora tecnológica	-	-0,074	-0,074	-0,074	-0,074	-0,074
Petróleo y gas natural	Sustitución de energéticos en toda la cadena de P&G	-	-	-	-	-0,494	-0,583
Petróleo y gas natural	Ref. petróleo – CCS	-	-	-	-	-	-0,826
Petróleo y gas naturalL	Ext. P&G-CCS	-	-	-	-	-	-0,896
Otros minerales	Eficiencia energética	-	-0,064	-0,064	-0,069	-0,069	-0,069
Otros minerales	Sustitución de diésel a GN/H2	-	-0,022	-0,022	-0,022	-0,022	-0,022
Otros minerales	Sustitución energía del SIN a autogeneración con gas natural	-	0,073	0,073	0,073	0,073	0,073
Total		-11,2	-16,079	-16,451	-13,207	-14,926	-18,087

Fuente: elaboración propia

Para el año 2030, el escenario ESC0 es el menos ambicioso, con una reducción estimada de 11,2 MtCO₂eq, mientras que el escenario ESC5 presenta la mayor reducción de emisiones con un valor de 18,1 MtCO₂eq. Los escenarios ESC1 a ESC5 tienen un comportamiento similar a lo

largo del tiempo, su variabilidad de reducciones se centra en los potenciales estimados por la diversificación de la matriz energética y en la adecuación de equipos, principalmente en la reducción de gases quemados en antorchas para el escenario ESC5.

📉 **Gráfico 3-22** Línea base y escenarios de mitigación para el sector a 2030



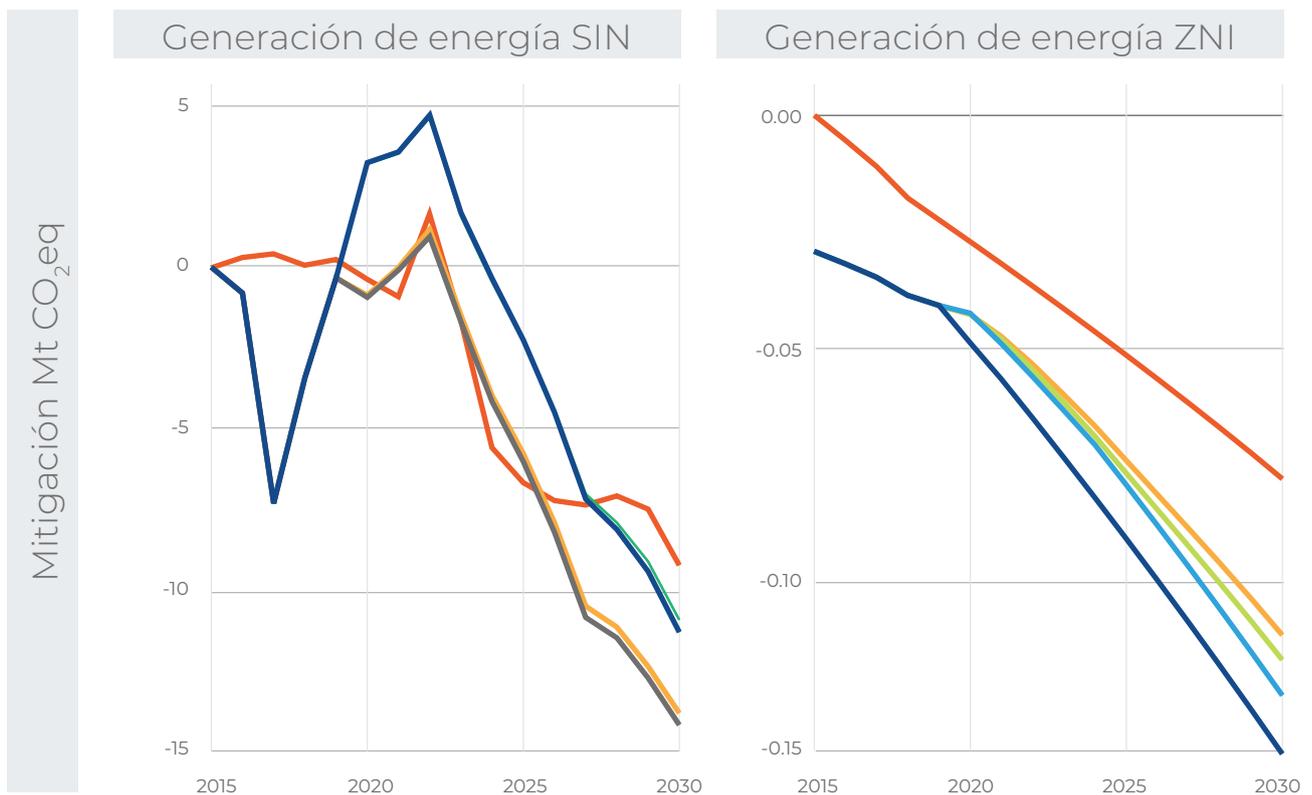
Fuente: elaboración propia

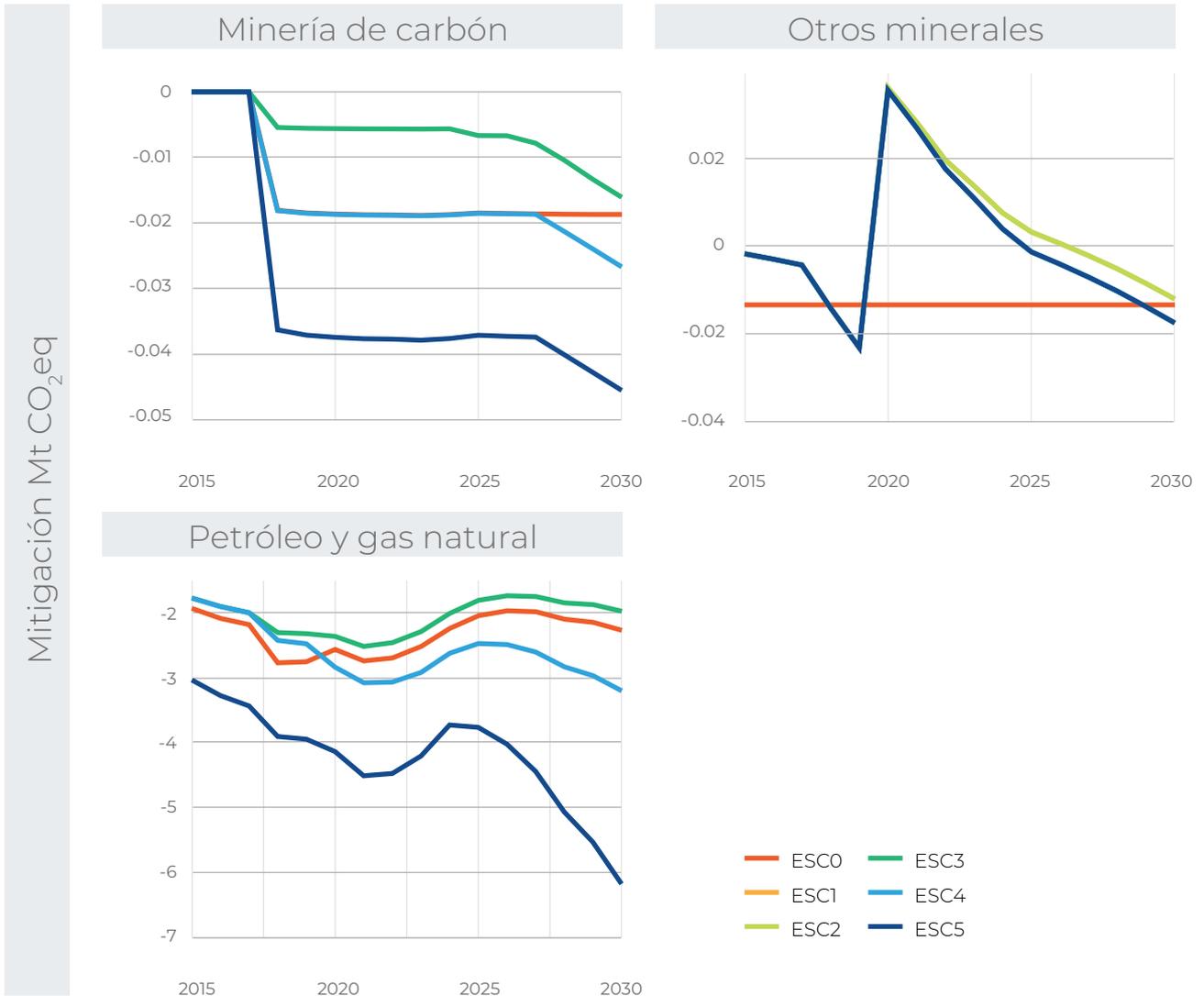
En el Gráfico 3-23 se representan los potenciales específicos para cada uno de los subsectores: en el caso de las emisiones en la generación de energía eléctrica para el SIN, los escenarios ESC1 y ESC2 tienen los mayores potenciales y un comportamiento similar, con potenciales de mitigación cercanos a 14,50 MtCO₂eq; por otro lado, el ESC0 tiene un descenso menos marcado hacia 2030 y el potencial más bajo para este subsector, correspondiente a 8,73 MtCO₂eq. Para la generación de energía eléctrica en las ZNI, el escenario ESC0 es el menos ambicioso, con un potencial de mitigación de alrededor de 0,07 MtCO₂eq, mientras que el escenario ESC5 es el más ambicioso, con una reducción de 0,137 MtCO₂eq. Adicionalmente, se destaca que el ESC3 y el ESC4 tienen un potencial de reducción de emisiones similar, razón por la cual el ESC3 no es visible en el Gráfico 3-25. En cuanto a la minería de carbón, se tiene potenciales similares hasta el año 2028 en todos los escenarios; sin embargo, se plantea la entrada gradual de la medida de captura de metano en las operaciones de extracción minera en las minas subterráneas en

los ESC1 a ESC5, lo cual, junto con mejoras en la eficiencia energética de los procesos extracción de carbón, hace que los escenarios ESC1-ESC3 alcancen un potencial de mitigación de 0,162 MtCO₂eq, mientras que los escenarios ESC4 y ESC5 logran potenciales de 0,268 MtCO₂eq y 0,457 MtCO₂eq, respectivamente. Finalmente, en el caso de las emisiones correspondientes al subsector de petróleo y gas natural, los escenarios menos ambiciosos son los escenarios ESC1 a ESC3, con potenciales cercanos a 1,9 MtCO₂eq, mientras que el ESC5 es el más ambicioso, principalmente por considerar en un 100 % la reducción de gases quemados en antorchas, el incremento de la frecuencia de los programas LDAR y la aplicación de proyectos de CCS en refinación y extracción, con un potencial estimado de 6,2 MtCO₂eq; el comportamiento de estos potenciales está ligado principalmente a las curvas de proyección de producción de petróleo y gas, y de refinación de petróleo. Para el caso del ESC0, las medidas de mitigación contempladas, junto con las metodologías utilizadas, son distintas a las presentadas en este documento.

📉 **Gráfico 3-23** Evolución de los potenciales de mitigación a 2030 por subsector

— ESC0 — ESC1 — ESC2 — ESC3 — ESC4 — ESC5





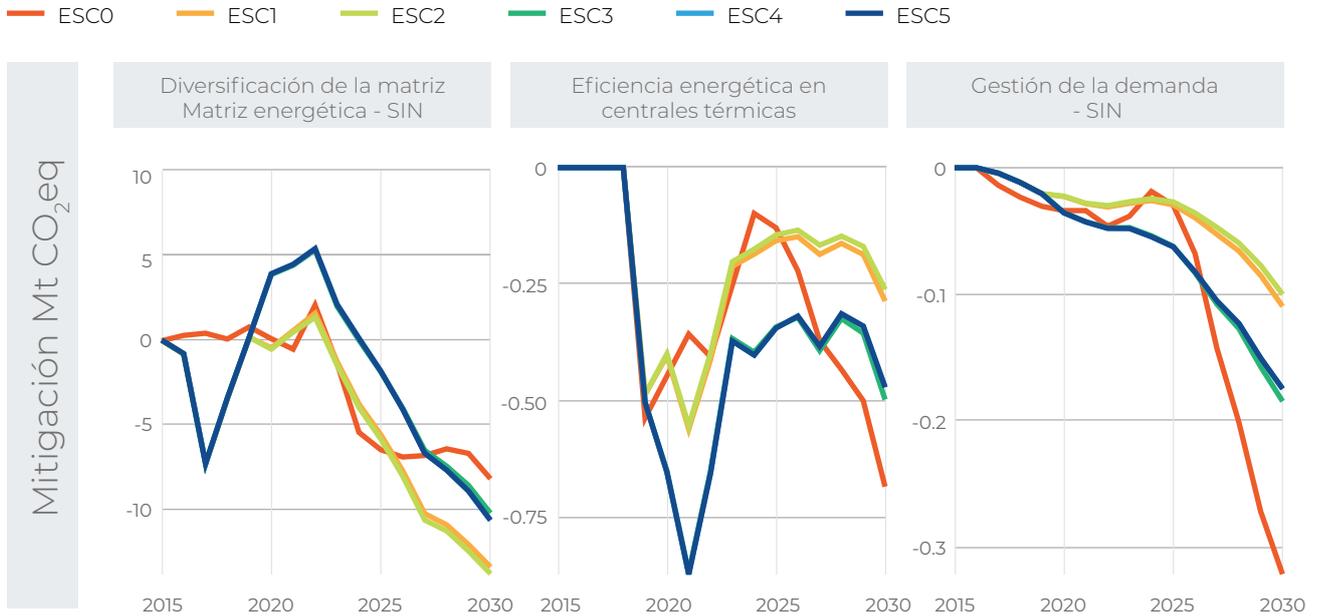
Fuente: elaboración propia

A. Proyección de los potenciales de mitigación por sector

En el caso de la generación de energía eléctrica, las tres medidas contempladas tienen comportamientos distintos; en todas las medidas, la diferencia entre los escenarios radica principalmente en los cambios en la ambición de FNCR y a los cambios de la demanda, los cuales afectan directamente la generación de energía en las centrales térmicas. Al analizar el comportamiento de los potenciales de la diversificación de la matriz energética, los escenarios ESC1 y ESC2 tienden a ser los más ambiciosos para el 2030, con valores cercanos a 13,6 MtCO₂eq, seguidos de los escenarios ESC3 a ESC5, con potenciales de reducción cercanos a 10,4MtCO₂eq; por otro lado, en cuanto

la eficiencia en centrales térmicas, el escenario ESC0 tiende a ser el más ambicioso, con un valor de 0,7 MtCO₂eq, seguido de los escenarios ESC3, ESC4 y ESC5, cuyos potenciales son cercanos a 0,47 MtCO₂eq. Finalmente, en cuanto a la gestión de la demanda, el escenario ESC0 tiende a ser más ambicioso, con un valor de 0,32 MtCO₂eq, más que los escenarios ESC3 a ESC5, cuyos potenciales son cercanos a 0,17 MtCO₂eq. En el caso de la generación de energía eléctrica en el SIN, entre mayor sea el aporte de centrales térmicas en el escenario, mayor es el potencial de reducción por la gestión de la demanda y por la eficiencia energética en centrales térmicas.

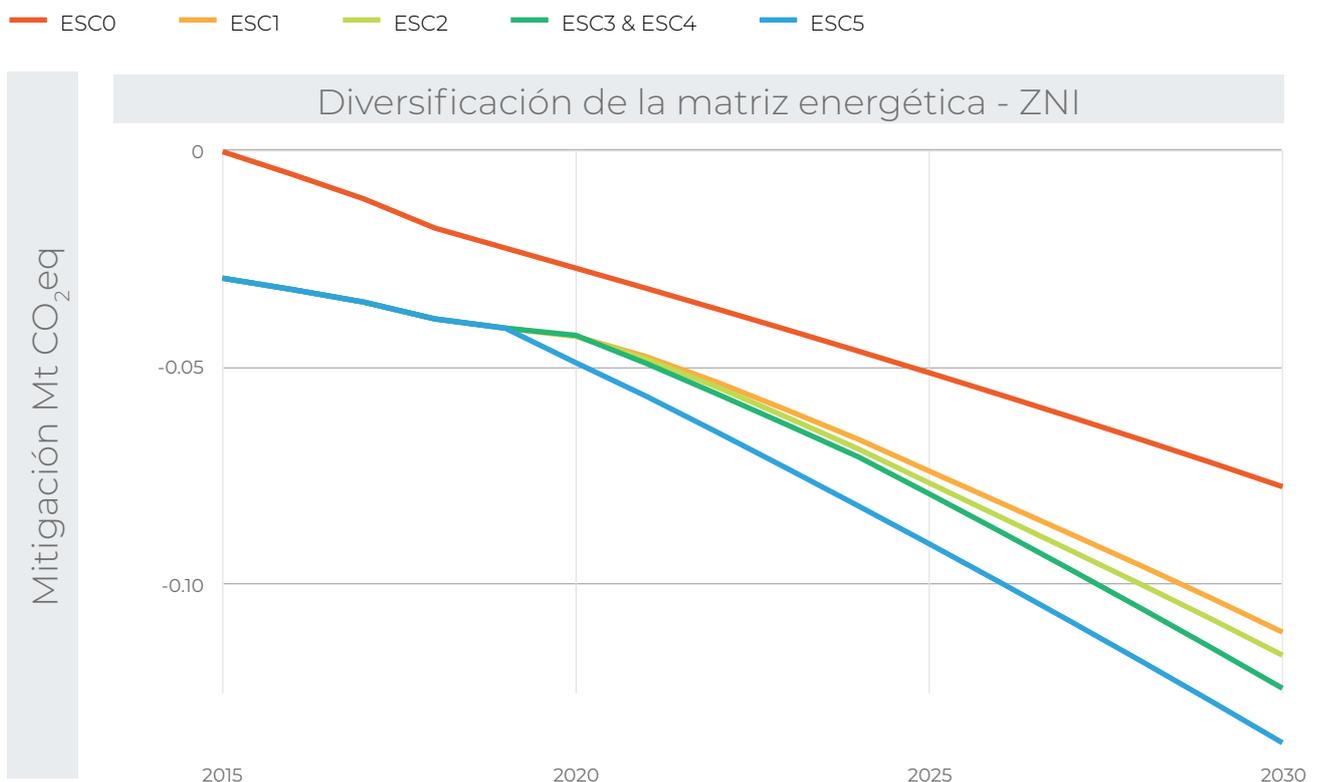
📌 **Gráfico 3-24** Evolución de los potenciales de mitigación a 2030 por medida para la generación de energía eléctrica en el SIN



Fuente: elaboración propia

En el caso de la generación de energía eléctrica en las ZNI, la única medida contemplada es la diversificación de la matriz energética, en donde el ESC5 es el más ambicioso, con un potencial de mitigación de 0,137 MtCO₂eq (ver Gráfico 3-25).

📌 **Gráfico 3-25** Evolución de los potenciales de Mitigación a 2030 por medida para la generación de energía eléctrica en las ZNI

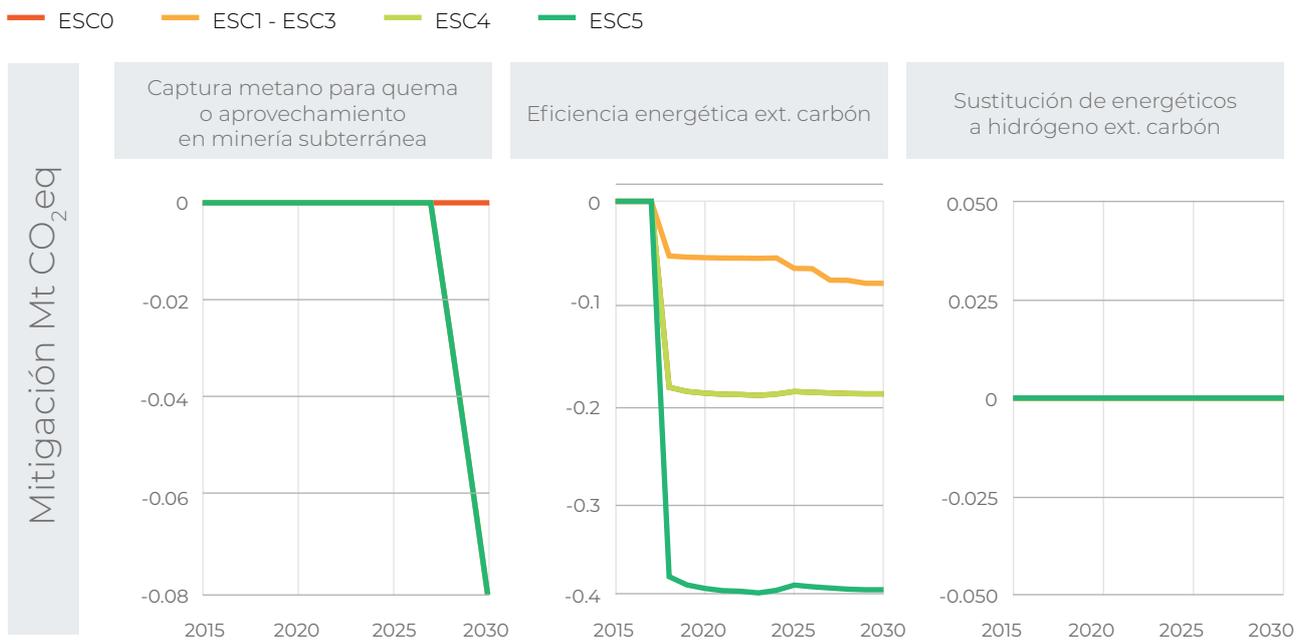


Fuente: elaboración propia

En cuanto al subsector de minería de carbón, la captura de metano para quema o aprovechamiento en la minería subterránea, tiene un potencial creciente desde el 2028 a 2030, de 0,09 MtCO₂eq. Para los escenarios ESC1 a ESC5, y para el ESC0, no se estimó dicho potencial ya que esta medida no fue contemplada en el PIGCCme 2030; por otro lado, en

cuanto a la eficiencia energética en la extracción de carbón, el escenario ESC5 es el más ambicioso, con un potencial cercano a los 0,4 MtCO₂eq, mientras que los ESC1-ESC3 presentan un potencia de mitigación para esta medida de 0,08 MtCO₂eq. A 2030 no se contempla la sustitución de energéticos a hidrógeno para ningún escenario.

📉 **Gráfico 3-26** Evolución de los potenciales de mitigación a 2030 -por medida- para la minería de carbón



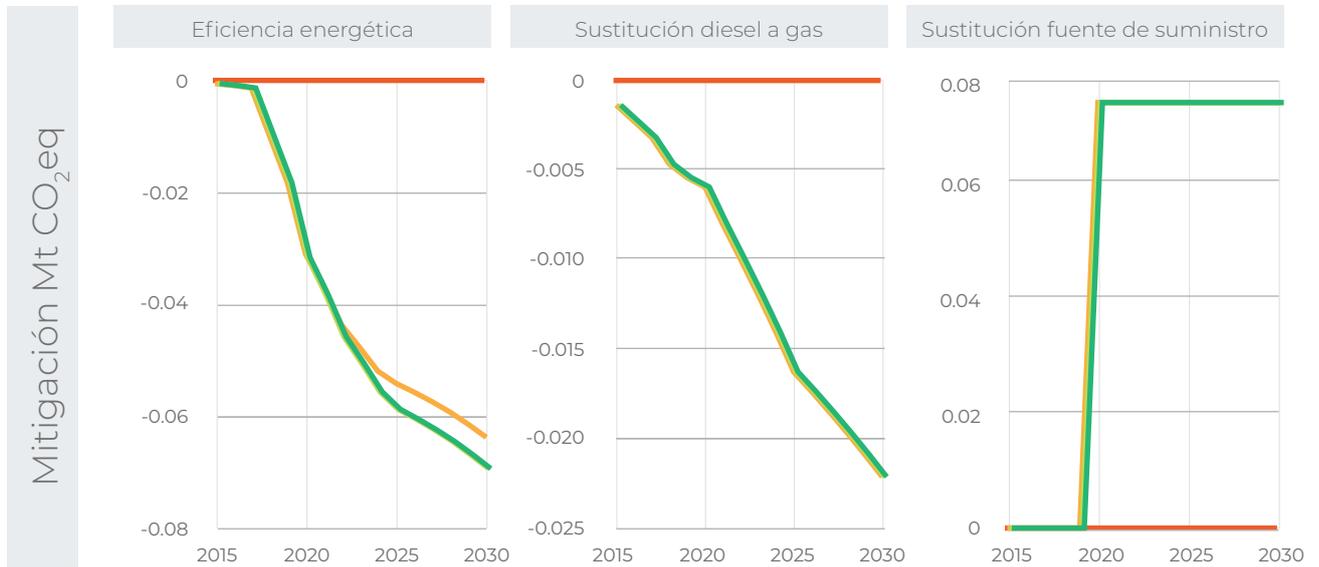
Fuente: elaboración propia

En el sector de otros minerales, se evidencia que las medidas relacionadas con la eficiencia energética pueden disminuir las emisiones alrededor de 0,06MtCO₂eq, a 2030, existiendo una diferencia entre el potencial de mitigación de los ESC1 y ESC2 con los ESC3 al ESC5 de alrededor de 0,01MtCO₂eq. Respecto a las medidas asociadas a la sustitución de energéticos, se alcanza igualmente a 2030 un potencial de mitigación de alrededor de 0,025MtCO₂eq; para el ESC0 no se estimó potencial alguno respecto al sector de otros minerales, porque estas medidas no fueron contempladas en el PIGCCme 2030. La medida relacionada con la sustitución de energía de SIN por autogeneración con gas natural, implica que para el subsector se contabilicen las emisiones asociadas a dicha generación eléctrica, motivo por el cual las emisiones para esta medida representan, a 2030, un aumento respecto a la línea base establecida.

En el sector de otros minerales, se evidencia que las medidas relacionadas con la eficiencia energética pueden disminuir las emisiones alrededor de 0,06MtCO₂eq, a 2030.

Gráfico 3-27 Potenciales de mitigación a 2030 -por medida- para otros minerales

— ESCO — ESC1 - ESC2 — ESC3 - ESC4 — ESC5



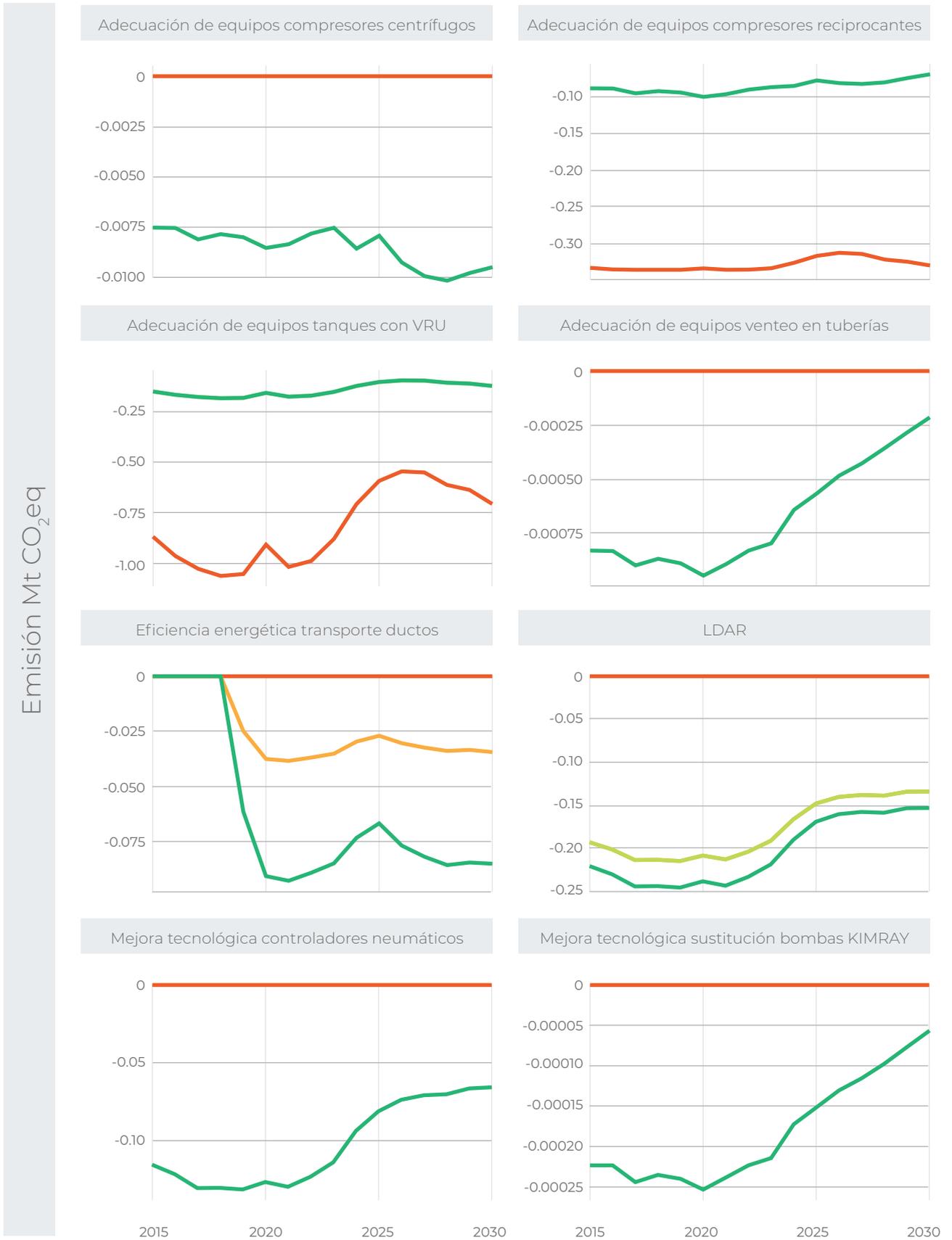
Fuente: elaboración propia

En el sector de petróleo y gas, el comportamiento de las medidas de mitigación es similar en los escenarios ESC1 a ESC5, dado que los porcentajes de mitigación por escenarios no fueron cambiados y las proyecciones de las variables energéticas para los escenarios de mitigación se mantuvieron como las proyecciones de la línea base; sin embargo, el ESC5 considera la implementación de proyectos de captura de CO₂ en refinación y extracción de crudo. En general, las medidas de mitigación tienden a tener mayor impacto durante los primeros años de ejecución, sin embargo, se espera una reducción en los potenciales de algunas de las medidas debido a la disminución en la producción de gas natural. En el caso particular de la mejora de las prácticas en el manejo de gases venteados y la eficiencia energética en el transporte de ductos, se ve incrementada porque se espera un aumento en el transporte de gas, dada la proyección del aumento de la demanda y de la importación de gas. Finalmente, dado que la proyección de la refinación permanece constante, el potencial proyectado para 2030 también permanece constante. Al comparar las magnitudes de reducción, se estima que las medidas de mitigación que más aportarían a la reducción de GEI en el sector de hidrocarburos,

son: la eficiencia energética en las refinerías, la reducción de la quema de gases en antorchas, la eficiencia energética del consumo de combustible en la extracción de petróleo y gas, la adecuación de unidades de recuperación de vapor (VRU) en tanques de almacenamiento, la adecuación de compresores recíprocos, el programa de detección y reparación de fugas (LDAR) y el cambio de controladores neumáticos asistidos por gas por controladores asistidos por aire o eléctricos. En cuanto a las eficiencias en el consumo de combustible de este subsector, a la reducción en quema de antorchas y a la frecuencia de los programas LDAR, se plantea el escenario ESC5 como el más ambicioso. Finalmente, se debe aclarar que en el Tabla 3-20 Porcentajes de reducción de consumo de combustibles a 2030 por medidas de eficiencia energética en minería de otros (ROM) las medidas de recuperación de gases anulares de los compresores de viga se representan en 'ADECUACIÓN DE EQUIPOS-COMPRESORES RECÍPROCANTES', la razón de esto es que, según la metodología empleada, solo era posible modificar el factor de emisión en la categoría IPCC 'Producción de petróleo-Venteo', sin embargo, si se modificase este valor también se alteraría el factor de emisión que e

Gráfico 3-28 Evolución de los potenciales de mitigación a 2030 -por medida- para el sector de petróleo y gas

— ESC0 — ESC1 - ESC3 — ESC4 — ESC5



ESCO ESC1 - ESC3 ESC4 ESC5



— ESC0 — ESC1 - ESC3 — ESC4 — ESC5



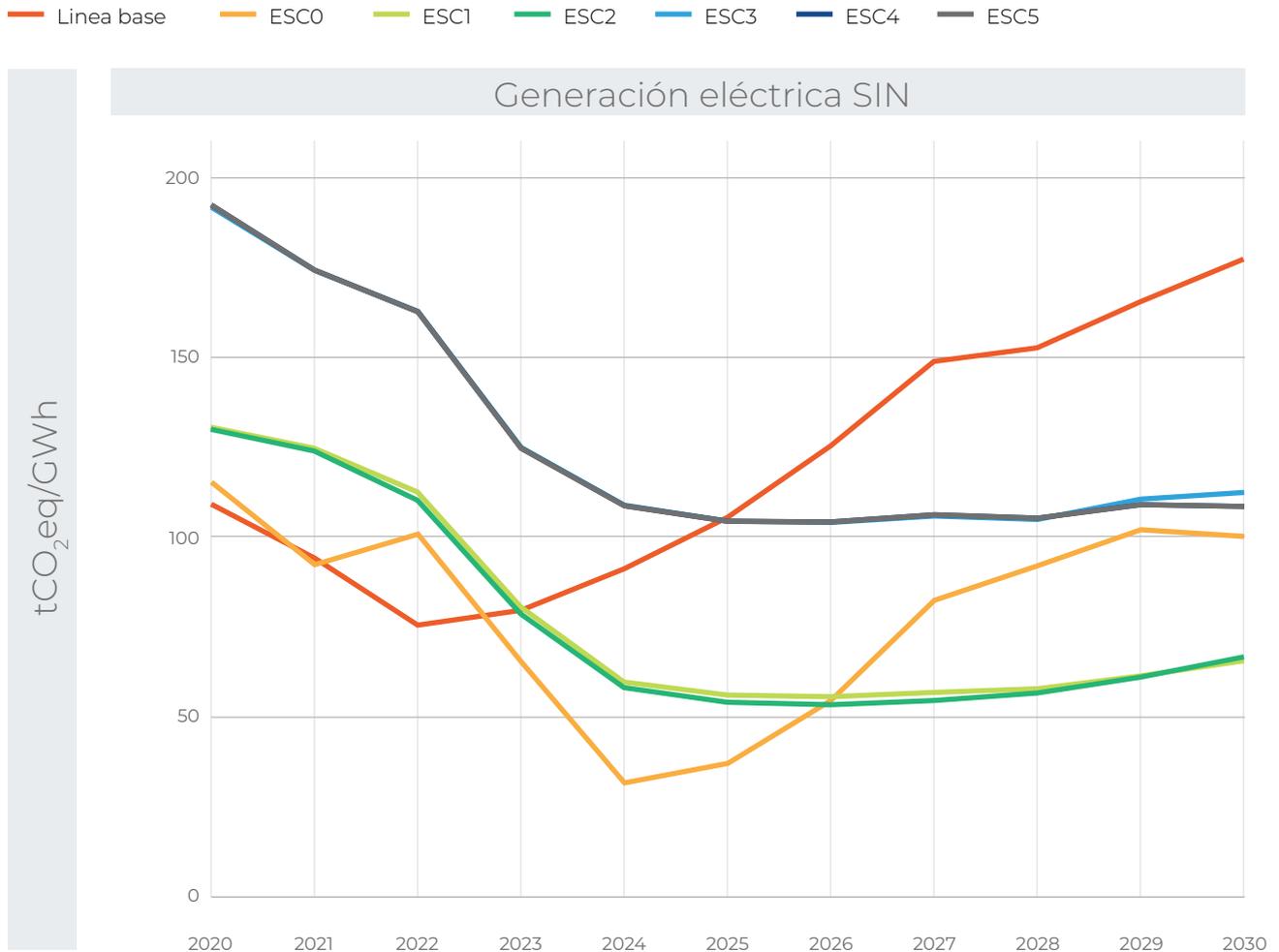
Fuente: elaboración propia

3.1.5 Emisiones por unidad de generación a 2030

Para cada uno de los subsectores, resulta útil conocer la relación entre la emisión generada por cantidad de producción propia de cada subsector. La siguiente grafica resume las to-

neladas de CO₂eq generada por cada GWh generado en el SIN, para la línea base y los escenarios de mitigación a 2030.

Gráfico 3-29 Tonelada de CO₂eq por cada GWh generado para cada escenario a 2030



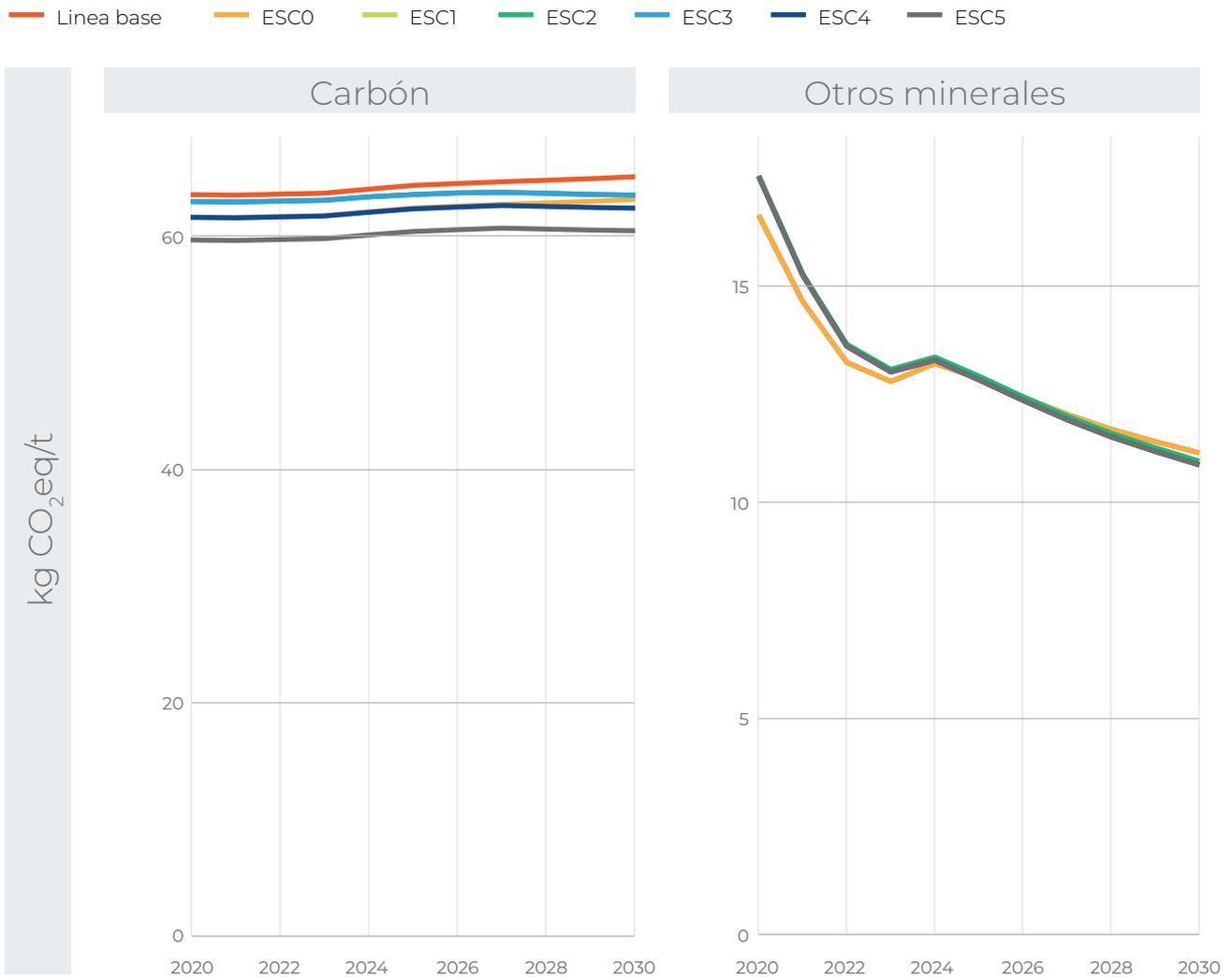
Fuente: elaboración propia

Para 2020, se tienen valores que oscilan entre 100 y 196 tCO₂eq por cada GWh generado, los cuales, para 2030, pasan a variar entre 65 y 177 t CO₂eq por cada GWh generado. Se evidencia que en la línea base existe una tendencia a que las emisiones por GWh generado aumenten. Para el ESC0, existe una disminución en este valor en los primeros años, seguido de un aumento que no alcanza a superar el valor inicial del 2020.

Respecto a la minería de carbón, se identifica que las emisiones por tonelada de producto ge-

nerado varían entre 60 y 63 KgCO₂eq por tonelada, para los diferentes escenarios, este valor a 2030 estará entre 60 y 65 kg CO₂eq por tonelada; se evidencia un comportamiento creciente para la línea base entre los años 2020 y 2030, para el resto de escenarios se alcanza un valor máximo en el 2027, y luego, se presencia una disminución en los años siguientes. Respecto a los otros minerales, se observa una disminución hacia 2030 de las emisiones por tonelada producida, llegando para ese año a un valor que ronda los 11 KgCO₂eq por tonelada de otros minerales.

Gráfico 3-30 Kg de CO₂eq generado por tonelada de mineral para cada escenario a 2030



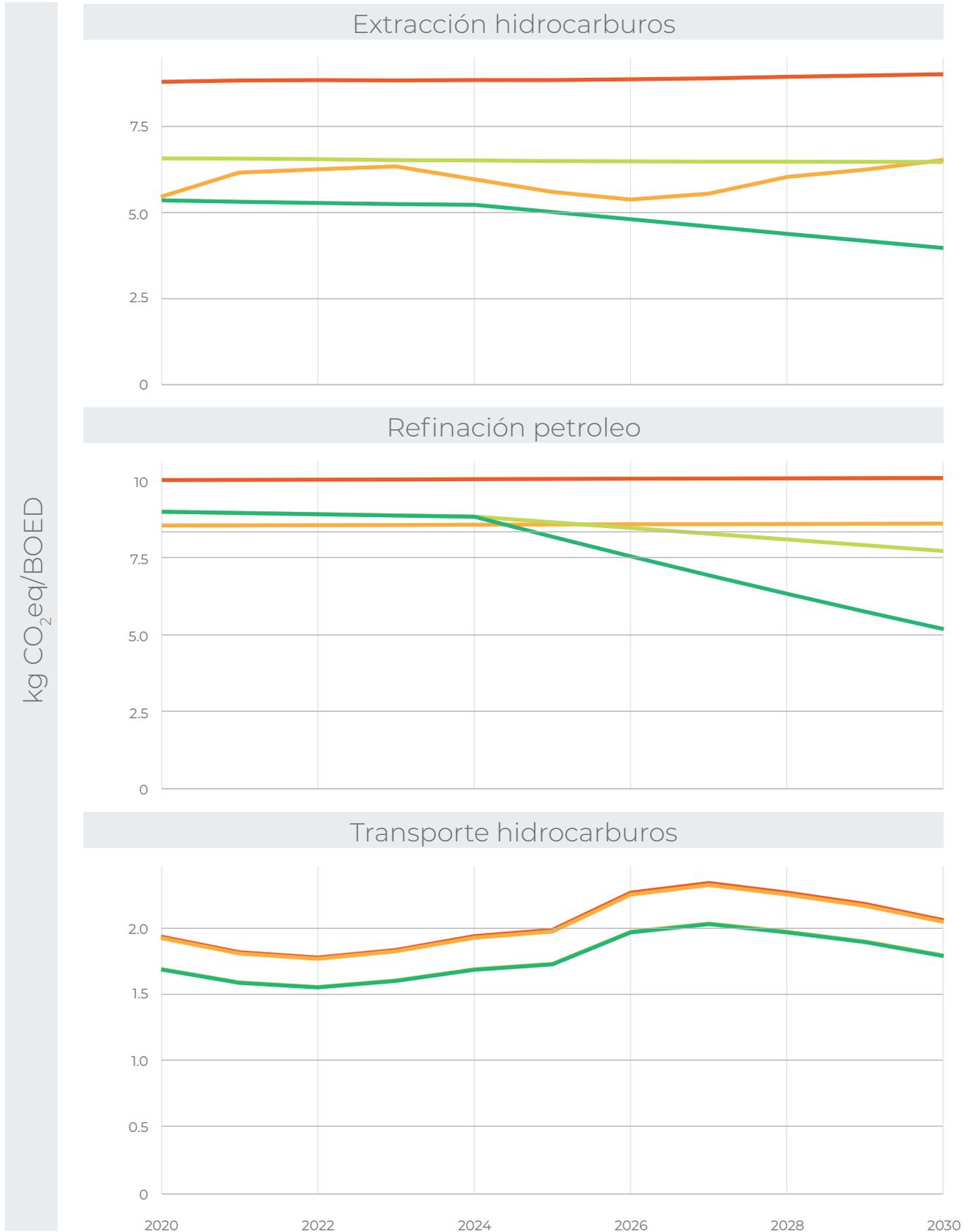
Fuente: elaboración propia

Finalmente, las actividades del sector hidrocarburos se dividen en extracción, refinación y transporte de hidrocarburos; para la extracción de hidrocarburos se evidencian emisiones que varían entre los 5 y 9 tCO₂eq por barril equivalente de petróleo extraído, según los diferentes escenarios para el 2020. Estos valores tienen tendencia a permanecer constantes hasta el 2030, salvo para el ESC5, el cual presenta una disminución debido a la implementación de proyectos CCS. Respecto a la refinación, se tiene un valor constante entre los años 2020 y 2030, sin embargo, el ESC5 se ve nuevamente influenciado por los proyectos de captura de carbono. Respecto al transporte de hidrocarburos, en 2020 se generan alrededor de 2 tCO₂eq por

barril equivalente de petróleo transportado, dicho valor aumentará, dependiendo del escenario, a un valor entre 1,8 y 2,0 tCO₂eq por barril equivalente de petróleo transportado. Respecto a la forma que presenta el gráfico del transporte de hidrocarburos, es mayor el valor de la emisión por barril equivalente de gas transportado que por barril de crudo transportado, esto se debe, principalmente, a las emisiones fugitivas derivadas del proceso de transporte de gas, luego el comportamiento creciente entre 2022 y 2027 se debe a un aumento del transporte de gas respecto al de crudo; el comportamiento decreciente en los años posteriores se debe, esta vez, a una disminución del transporte de gas respecto al de petróleo.

Gráfico 3-31 Tonelada de CO₂eq por barril equivalente de petróleo en diferentes segmentos del sector Petróleo & Gas para cada escenario a 2030

— Línea base — ESC0 — ESC1-ESC4 — ESC5



Fuente: elaboración propia



3.2 Escenarios a 2050

3.2.1 Estimación de emisiones para el escenario de referencia

En esta sección, se detallan los supuestos y la información empleada para la proyección de las distintas variables requeridas para la estimación de la línea base proyectada a 2050, complementando las proyecciones de la línea base 2030 detalladas en la Sección 3.1.1 de este documento. Por otro lado, se

debe tener en cuenta que existen variables que no son proyectadas directamente, las cuales son estimadas con la misma metodología expuesta en la sección 3.1.1.2 de este documento. Finalmente, se realiza un análisis de los resultados obtenidos para las emisiones del escenario de referencia 2050.

3.2.1.1 Proyecciones de energéticos para el 2050

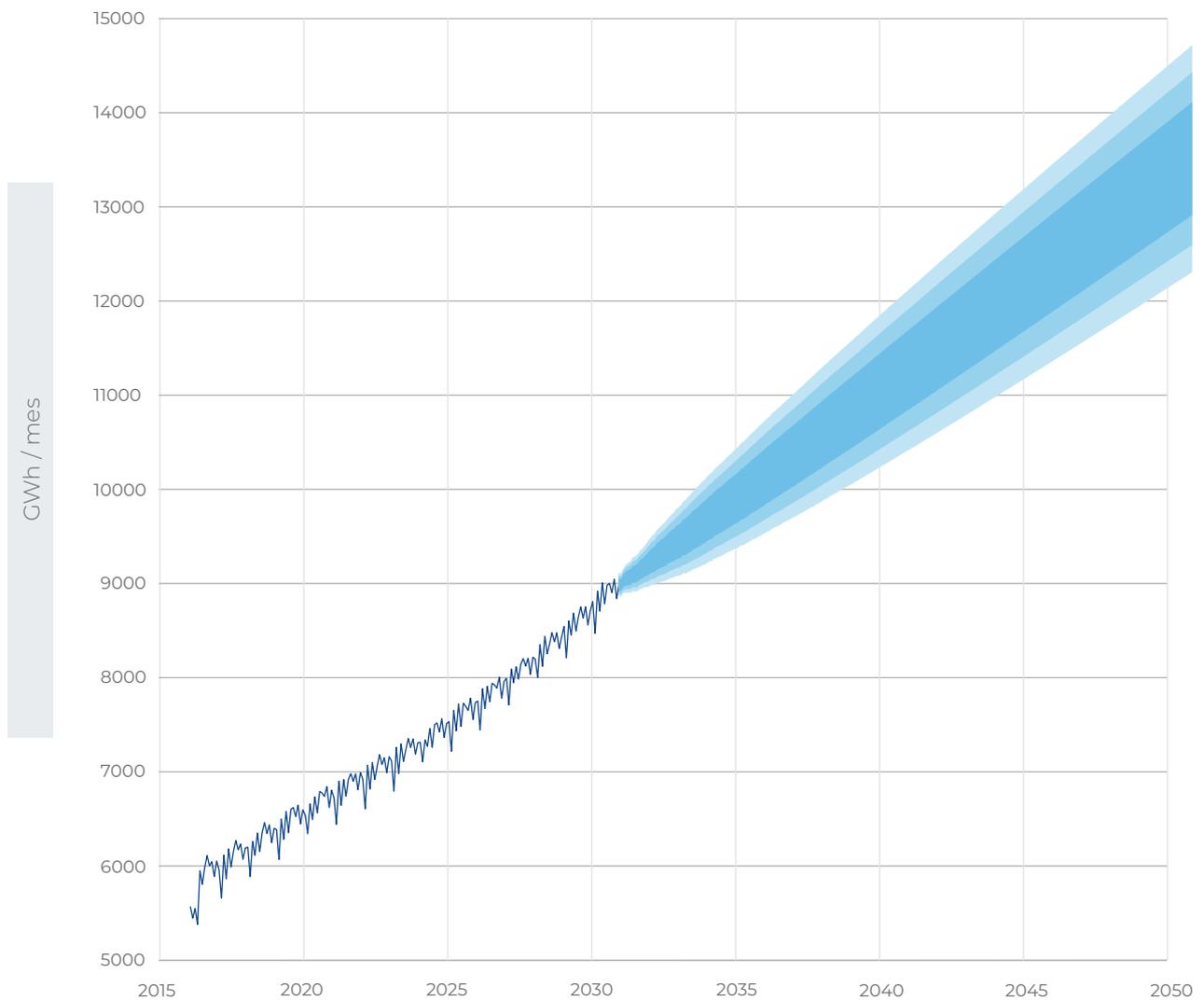
A. Proyección de generación de energía

El Plan de Expansión de Generación de Energía de la UPME (2016) tuvo un horizonte de planeación hasta el 2030, por lo cual fue necesario realizar una estimación energética adicional para el periodo 2030-2050. Esta estimación tuvo en cuenta los siguientes criterios:

- **Estimación de la demanda mensual a 2050**

Basados en la demanda mensual proyectada por el plan de la UPME del 2016, se proyectó dicha demanda con un modelo ARIMA con parámetros estacionarios⁷, hasta el año 2050.

 **Gráfico 3-32.** Demanda histórica y proyección demanda de carbón

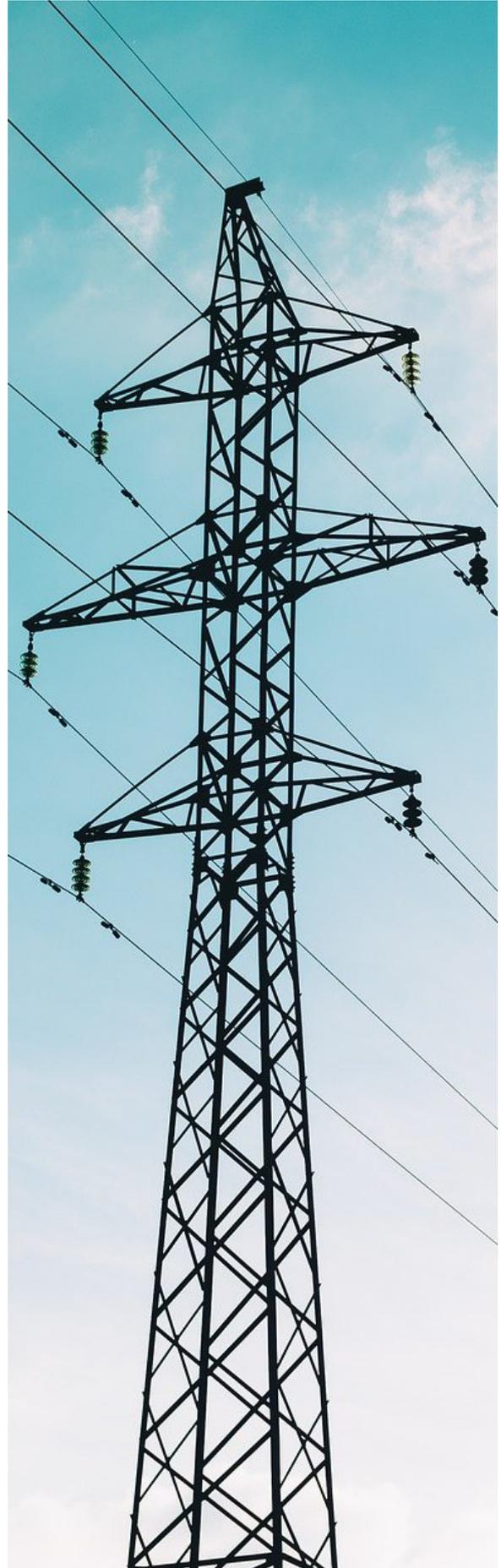


Fuente: elaboración propia

7. Se emplearon varios modelos adicionales, que correlacionaban la demanda con el PIB y la población, y generaban resultados similares, pero con una incertidumbre mayor.

Al tener la demanda de energía mensualizada, se instalaron artificialmente diversas FNCER, de tal forma que se cumplieran las siguientes condiciones:

- 1** Mantener la generación y capacidad instalada de hidroeléctricas mayores en el valor máximo de la línea base 2030 (13.913,9 MW).
- 2** Mantener la capacidad instalada de centrales térmicas en el valor máximo de la línea base 2030 (6400 MW).
- 3** Expansión eólica hasta 5500 MW en 2050.
- 4** Expansión solar hasta 4500 MW en 2050.
- 5** Expansión de generación por biomasa escalonada hasta alcanzar una capacidad instalada de 585 MW, el cual es el doble del mayor valor planteado en los escenarios de expansión de la UPME en el 2016. La capacidad instalada para el 2030, en el escenario de línea base, es de 285 MW; en este caso, se planteó una expansión adicional a 2031 de 60 MW para alcanzar el valor de 345 MW, y se proyectó un incremento por trienios de 30 MW hasta llegar al año 2049 con la capacidad instalada de 585 MW.
- 6** La capacidad de generación de plantas menores y por cogeneración se mantuvo con un crecimiento tendencial según los últimos años del plan de expansión de la línea base 2030, pasando de 1940 MW en 2030 a 3568 MW a 2050.
- 7** No se contemplan fuentes adicionales como geotérmica, nuclear o hidrógeno.



Al definir las capacidades de expansión del plan 2050, se obtuvo la generación empleando la relación mensual entre capacidad y generación mensual, estimada a partir de la información de la línea base 2030; se hace la salvedad

de que no se estimaron los parámetros para hidroeléctricas, ya que, al permanecer constantes luego del 2030, los valores de generación eléctrica se mantuvieron con el mismo patrón del 2030⁸.

 **Tabla 3-24.** Relación GWh-mes/MW por mes y por tipo de generación

Mes	Biomasa	Eólica	Menores+ Cogeneración	Solar
1.	0,498	0,543	0,223	0,178
2.	0,450	0,480	0,201	0,161
3.	0,498	0,526	0,223	0,176
4.	0,482	0,466	0,216	0,170
5.	0,498	0,455	0,222	0,166
6.	0,482	0,499	0,216	0,159
7.	0,498	0,537	0,219	0,169
8.	0,498	0,411	0,219	0,172
9.	0,482	0,266	0,211	0,160
10.	0,498	0,231	0,219	0,153
11.	0,482	0,307	0,210	0,155
12.	0,484	0,472	0,222	0,179

Fuente: elaboración propia basada en UPME, 2016

8. La variabilidad de generación de energía eléctrica en las hidroeléctricas, a causa del Niño o Niña, son tenidos en cuenta

dentro de los estocásticos de los planes de expansión, los cuales son insumo para estimar la incertidumbre de las proyecciones.

Para realizar la estimación de generación de energía para FNCER, entre el 2031 a 2050, se tuvo en cuenta las expansiones FNCER en MW mencionadas anteriormente, a las cuales se les estimó la generación mensual empleando los coeficientes de la Tabla 3-24; mientras que la generación mensual de energía por hidroeléctricas, entre los años 2031 a 2050, se mantuvo con el comportamiento del año 2030; asumiendo un sistema cerrado donde la demanda total proyectada a 2050 (Gráfico 3-32) es satisfecha por la generación total, y teniendo en cuenta la metodología de estimación de generación de FNCER y de hidroeléctricas mencionadas en este párrafo, la generación de energía eléctrica faltante es asociada a la generación por centrales térmicas, para satisfacer la demanda mensual de energía eléctrica proyectada entre el 2031 y el 2050.

El remanente de generación eléctrica asociado a las centrales térmicas se divide principalmente en centrales de carbón y de gas⁹. Para poder hacer esta distribución, se estimó para cada mes el porcentaje de participación de la generación a partir de carbón en la generación de energía en el universo de centrales térmicas (RCbr), empleando los valores de generación proyectados en la línea base 2030; posteriormente, se le aplicó un modelo ARIMA estacionalizado para estimar el comportamiento representativo de esta proporción hasta el año 2050 (ver Gráfico 3-33). En consecuencia, se asumió el porcentaje de participación de las centrales a gas natural como 100-RCbr, y con dichas relaciones, se pudo estimar la generación de energía mensual para las centrales térmicas, por tipo de combustible.

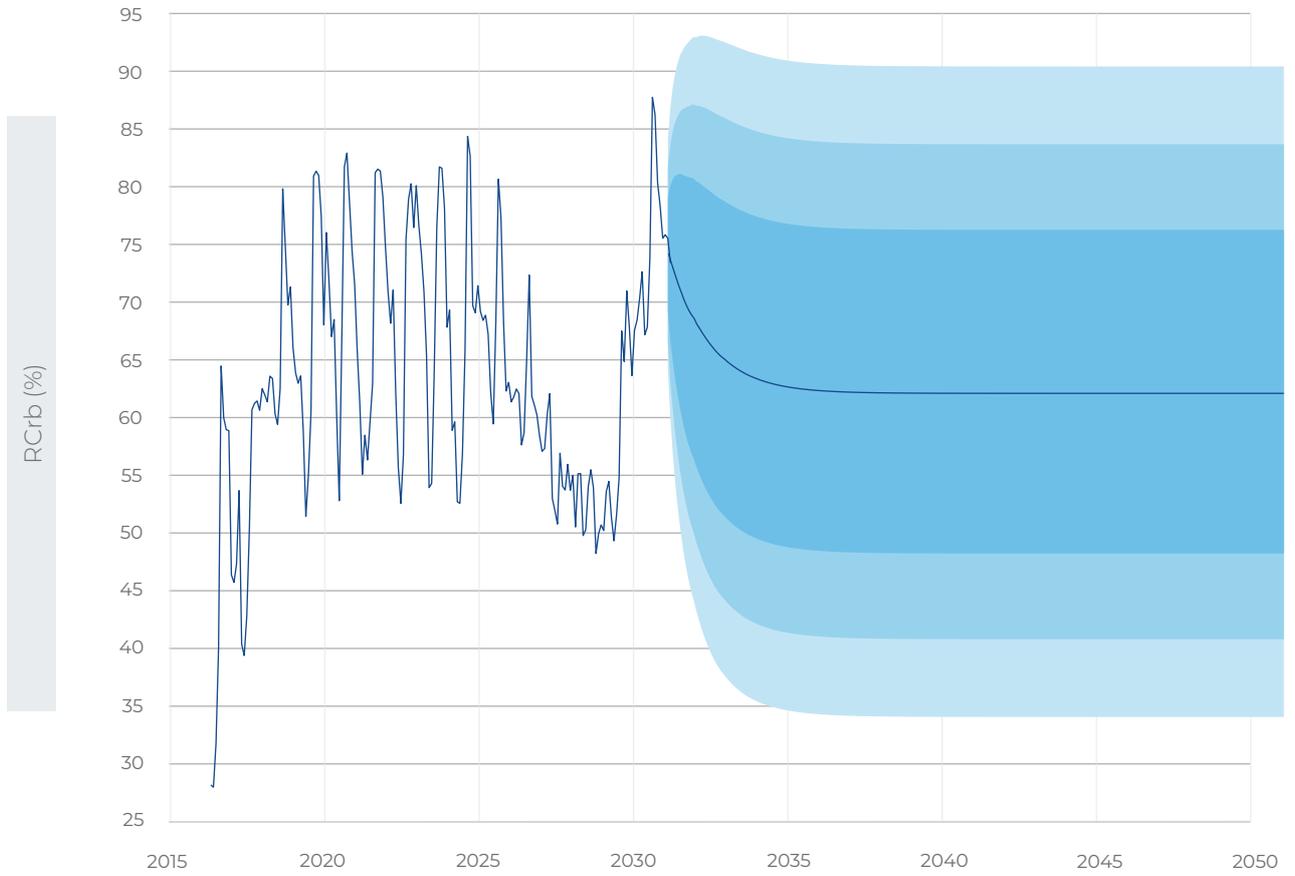
En el Gráfico 3-34 y Gráfico 3-35, se puede observar los resultados de las proyecciones de generación de energía, en una escala mensual y en una escala anual; en estos se ve que, a pesar de que haya un incremento en las FNCER a 2050 en la línea base, la generación por centrales térmicas tendría una participación importante en el sector, en ausencia de medidas de mitigación.



El remanente de generación eléctrica asociado a las centrales térmicas se divide principalmente en centrales de carbón y de gas.

9. Se asume, a su vez, que la participación de combustibles líquidos es minoritaria, prácticamente tendiendo a cero.

Gráfico 3-33. Proyección de la participación de carbón en la generación en las centrales térmicas (RCrb)



Fuente: elaboración propia



📉 **Gráfico 3-34.** Proyección de generación mensual por tipo de generación según línea base

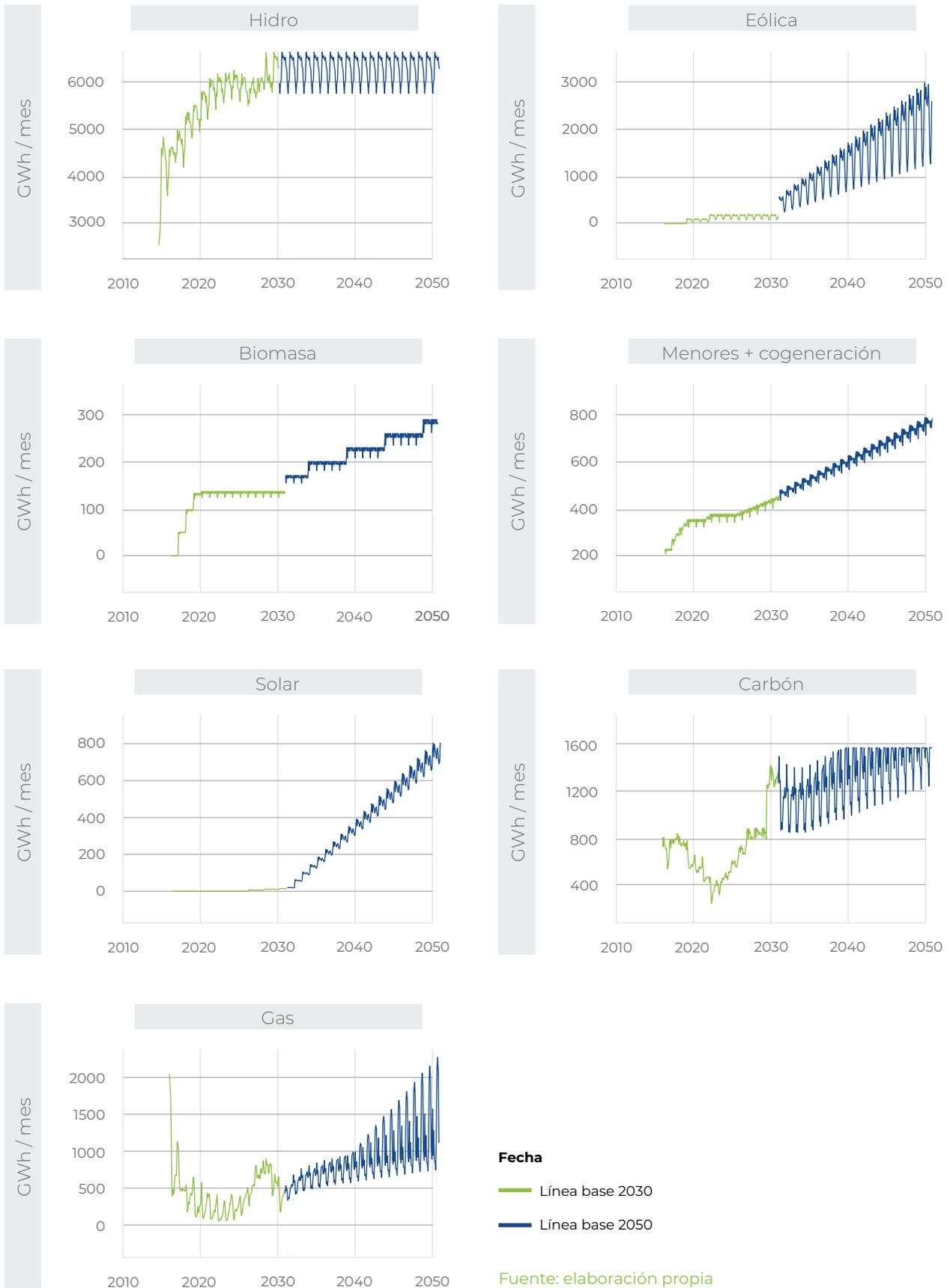
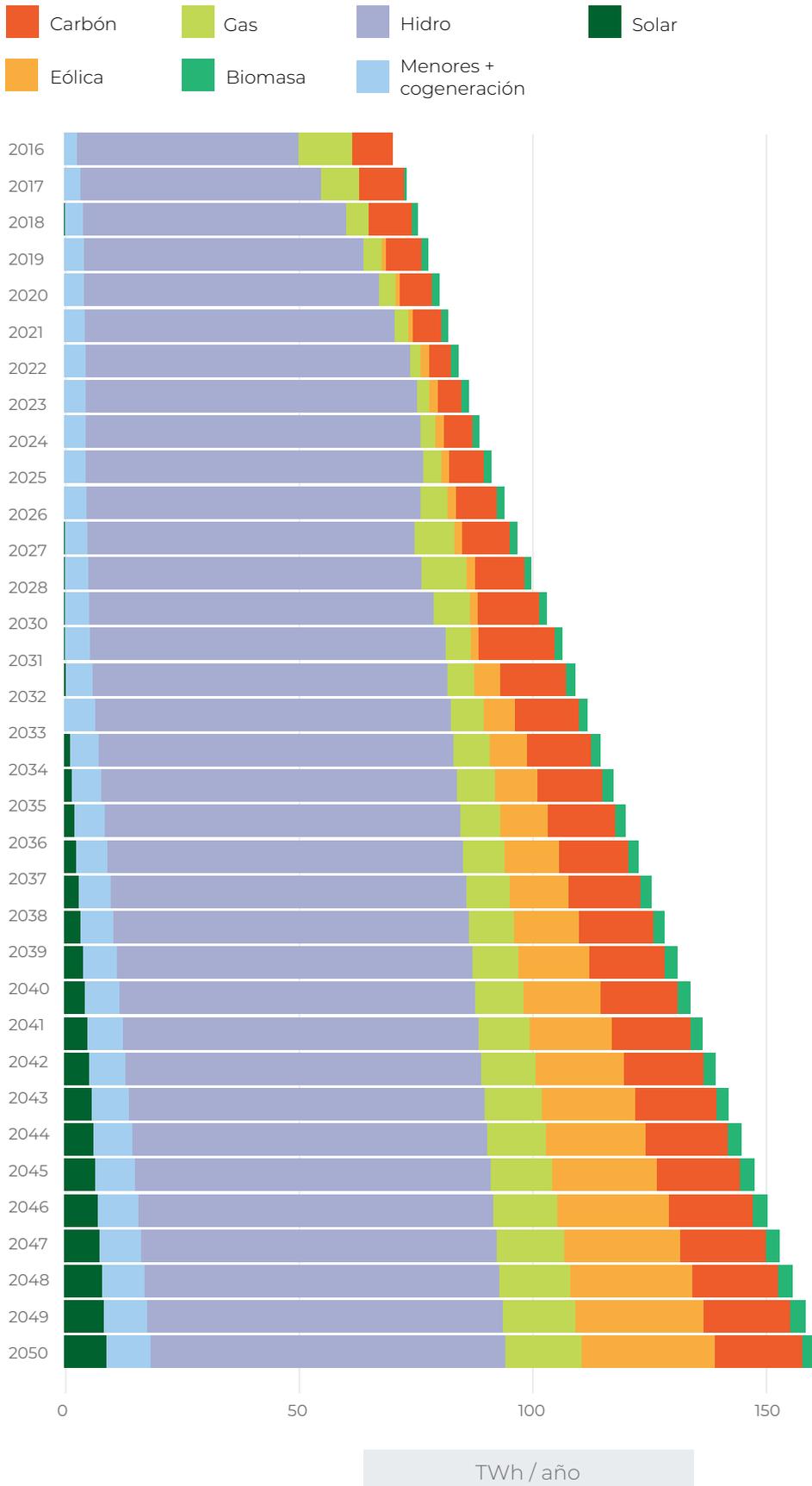


Gráfico 3-35. Proyección de generación anual para el escenario base 2050



Fuente: elaboración propia

B. Proyección de producción y refinación de petróleo

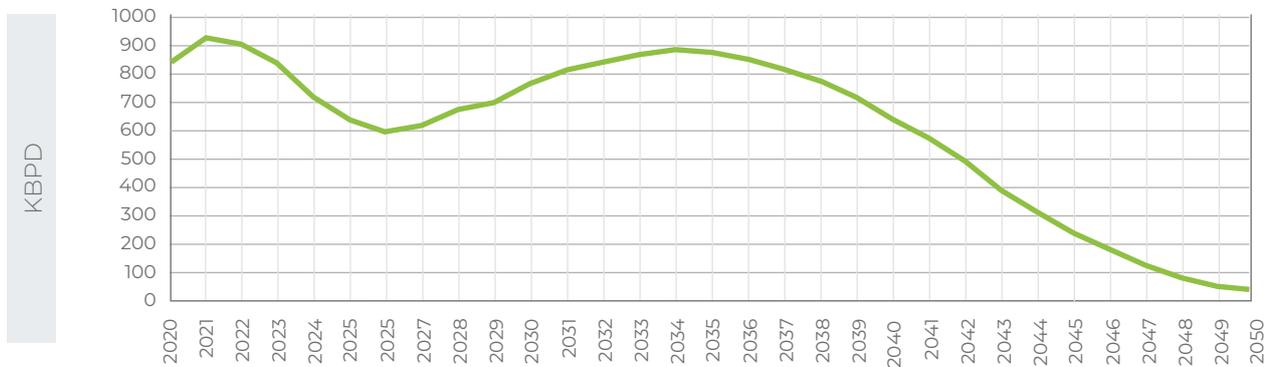
Con respecto a la proyección de petróleo a 2050, el Ministerio de Minas y Energía, para el año 2020, proyectó dicha variable en tres escenarios hasta el año 2040: escenario bajo, escenario medio y escenario alto (ver Gráfico 3-3).

Como se mencionó en la línea base del 2030, se optó por emplear el escenario medio de producción como línea base hasta el año 2040; para

los años restantes, se empleó la proyección de petróleo que estimó la UPME para 2050, en el escenario de actualización del Plan Energético Nacional 2050 (ver Gráfico 3-36).

En el caso de la refinación de petróleo, ésta se mantuvo constante para las refinerías de Barrancabermeja (210 KBPD) y de Cartagena (150,0 KBPD).

📉 **Gráfico 3-36.** Proyección de producción de petróleo a 2050



Fuente: elaboración propia

C. Proyección de producción y oferta de gas natural

Para la expansión del abastecimiento de gas natural, se empleó la proyección de producción de gas natural de 2030 a 2050 de la UPME, estimada en el Plan Energético Nacional, en su escenario de actualización (UPME, 2021); por otro lado, el plan de expansión de gas natural del año 2019 tie-

ne una proyección hasta el año 2048 de demanda de gas natural, cuyo valor fue empleado para estimar el gas natural importado, como diferencia entre demanda de gas y producción de gas. En el Gráfico 3-37 se encuentran los valores de producción, importación y demanda de gas a 2050.

📉 **Gráfico 3-37.** Proyección de producción de petróleo a 2050

— Producción de gas — Importación de gas — Demanda de gas



Fuente: elaboración propia

D. Proyección de carbón

Como se mencionó en la sección 3.1.1.1 de este documento, se empleó el escenario de continuidad de la producción de carbón de los planes de producción de carbón de la UPME, en donde la producción y consumo de carbón

son proyectados hasta 2035; a partir del 2036, la proyección de carbón se estimó teniendo en cuenta el comportamiento tendencial de los mismos entre los años 2028 y 2035 (ver Gráfico 3-38).

 **Gráfico 3-38.** Proyecciones de carbón térmico y metalúrgico a 2050



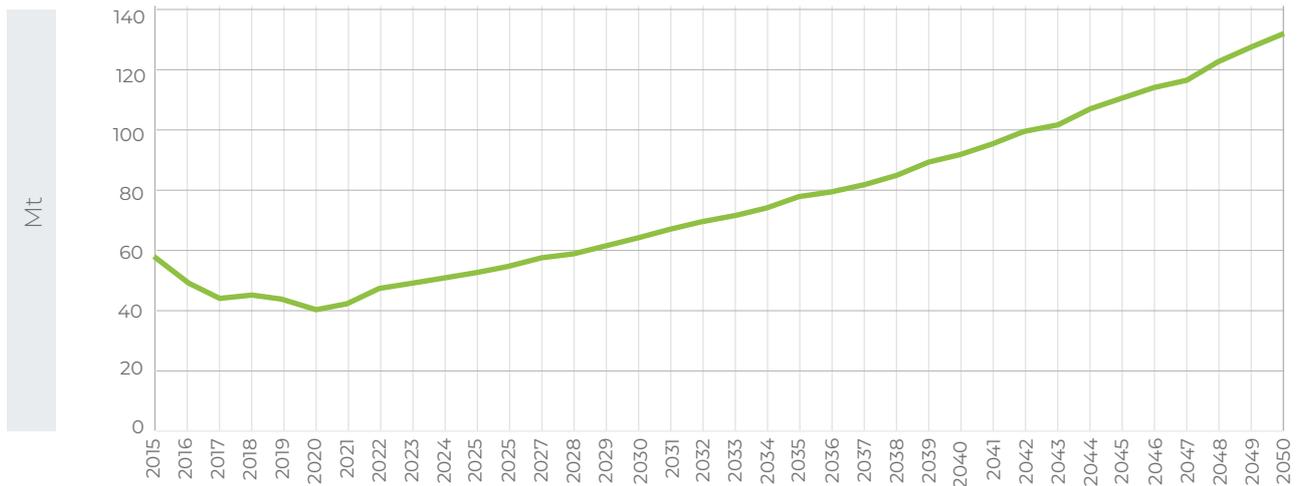
Fuente: elaboración propia

E. Proyección de otros minerales

La proyección realizada para ferroníquel y materiales agregados a 2050 está alineada con la consultoría GIZ-MaPriC (2021), en la que se asu-

mió constante la producción de ferroníquel hasta 2050, y la de materiales pétreos está relacionada con el PIB del subsector de la construcción.

📉 **Gráfico 3-39.** Proyección a 2050 de producción de otros minerales



Fuente: elaboración propia

3.2.1.2 Metodología de estimación de GEI en el escenario de referencia 2050

La estimación de emisiones, en el escenario de referencia, siguió la misma metodología descrita en la sección 3.1.1.2 de este documento, la cual se resume en la estimación de las variables requeridas para la estimación de emisiones GEI a 2050 y el consecuente uso de los respectivos factores de emisión sobre dichas actividades.

3.2.1.3 Resultados emisiones escenario de referencia para el 2050

Se realizó la estimación de emisiones GEI para el escenario de referencia 2050, siguiendo la metodología que actualmente tiene el Ministerio de Minas y Energía, basada en la metodología de IPCC 2006, desagregando estas emisiones en los subsectores de: generación de energía para SIN, generación de energía en las ZNI, minería de carbón, minería de otros minerales e hidrocarburos (petróleo y gas natural). A continuación, se muestra la tabla de resumen de las emisiones a 2050.

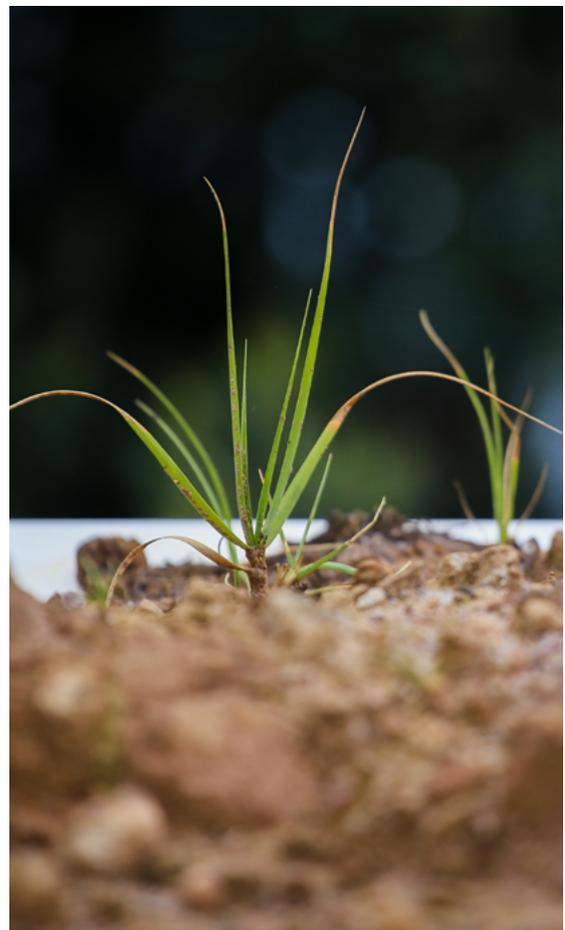


Tabla 3-25. Resultados consolidados de la línea base para 2030 y 2050

Subsector	Línea base 2030		Línea base 2050	
	Emisión [Mt CO ₂ eq]	Incertidumbre	Emisión [Mt CO ₂ eq]	Incertidumbre
Generación de energía en el Sistema Interconectado Nacional	19,09	-15 %, +12 %	26,95	-11 %, +10 %
Generación de energía en las Zonas no Interconectadas	0,38	-62 %, +75 %	0,44	-67 %, +138 %
Petróleo y Gas	12,55	-15 %, +23 %	5,18	-11 %, +43 %
Carbón	6,35	±21 %	6,60	±34 %
Otros minerales*	0,72	-12 %, +13 %	0,84	-21 %, +22 %
Total sector	39,09	±10 %	40,01	±11 %

Fuente: elaboración propia *GIZ-MaPriC, 2021

En el Gráfico 3-40 se muestran las emisiones del sector proyectadas para el escenario de referencia a 2050, en las cuales se muestran etiquetas blancas correspondientes a las emisiones para cada uno de los subsectores, y etiquetas negras que representan las emisiones totales del sector para cada año; las barras de error en dicho gráfico representan la incertidumbre de la emisión total del sector para cada año. Como resultado representativo se toma el año 2050, con una proyección de emisiones en este escenario de 40,01 (35,6-44,4) MtCO₂eq, en las cuales la generación de electricidad en el SIN tendría una participación de 67 % (26,95 MtCO₂eq), seguido del subsector del petróleo y gas, con una participación de 13 % (5,18 MtCO₂eq), la minería de carbón, con una participación de 17 % (6,60 MtCO₂eq), y la generación de electricidad en ZNI y otros minerales, que en su conjunto, participan con un 3 % (1,28 MtCO₂eq).

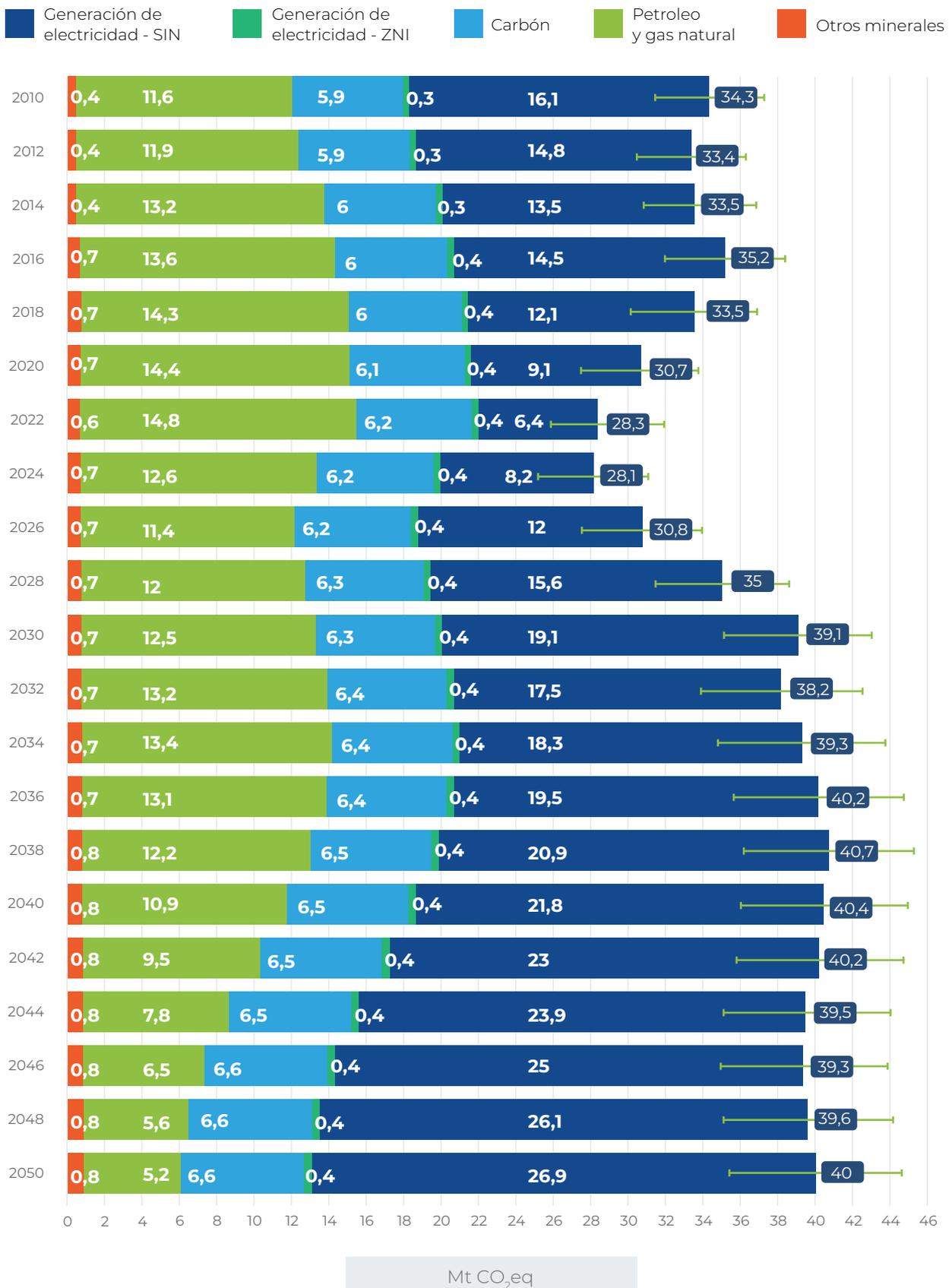
A partir del 2030, las emisiones provenientes de la generación de electricidad se proyectan como las más importantes, debido al incremento en el consumo de carbón y de gas natural de este subsector, en este escenario, para ser operado a la máxima potencia establecida, y a la

disminución en los valores proyectados de producción de petróleo y gas natural en estos años.

Al dividir las emisiones en los distintos tipos de GEI (Gráfico 3-41), se puede visualizar que el comportamiento de la línea base 2050 es modulado, principalmente, por las emisiones de CO₂, las cuales representan para el 2050 un porcentaje del 88,1 % de las emisiones (35,3 MtCO₂eq); por otro lado, el CH₄ tendería a reducirse hasta 4,6 MtCO₂eq, participando en un 11,6 % hacia el 2050, y el N₂O mantendría su baja participación al 2050 con 0,1 Mt CO₂eq (0,3 %).

En cuanto a la participación de las categorías IPCC en la proyección de este escenario (Gráfico 3-42), se proyecta una mayor participación de la categoría 1A1a-Generación de energía, a partir del año 2030, en la cual esta categoría alcanzaría una participación del 68 % para 2050, seguida del consumo de combustible en refinerías (1A1b) con 9 %, las emisiones fugitivas en minería de carbón (1B1a) con 9 %, y la fabricación de combustibles sólidos y otras industrias de la energía (1A1c) con 7 %; las demás categorías, para el 2050, tendrán un aporte de apenas el 7 % de las emisiones proyectadas para ese año.

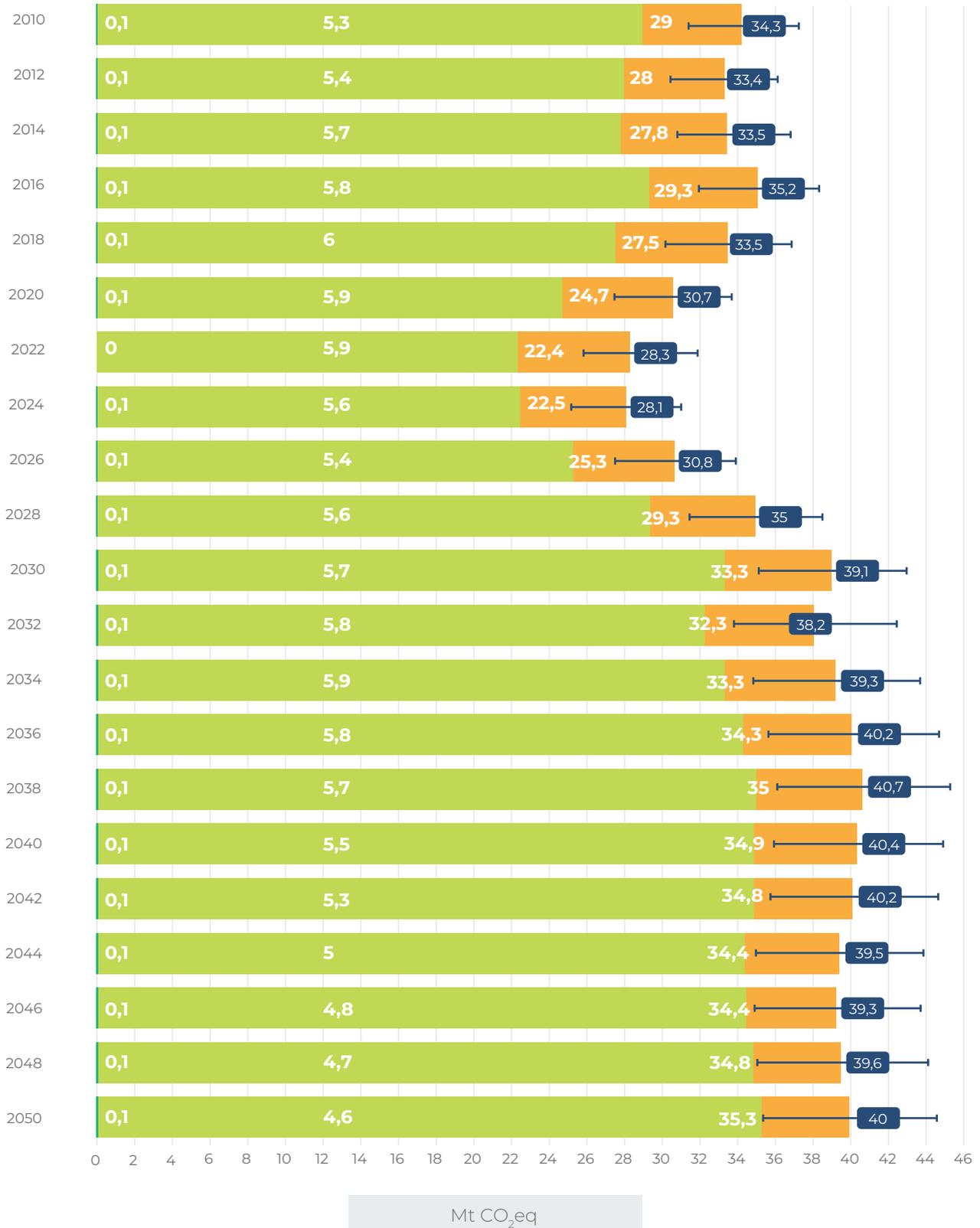
Gráfico 3-40. Proyección de emisiones GEI para el escenario de referencia 2050 diferenciadas por subsector



Fuente: elaboración propia

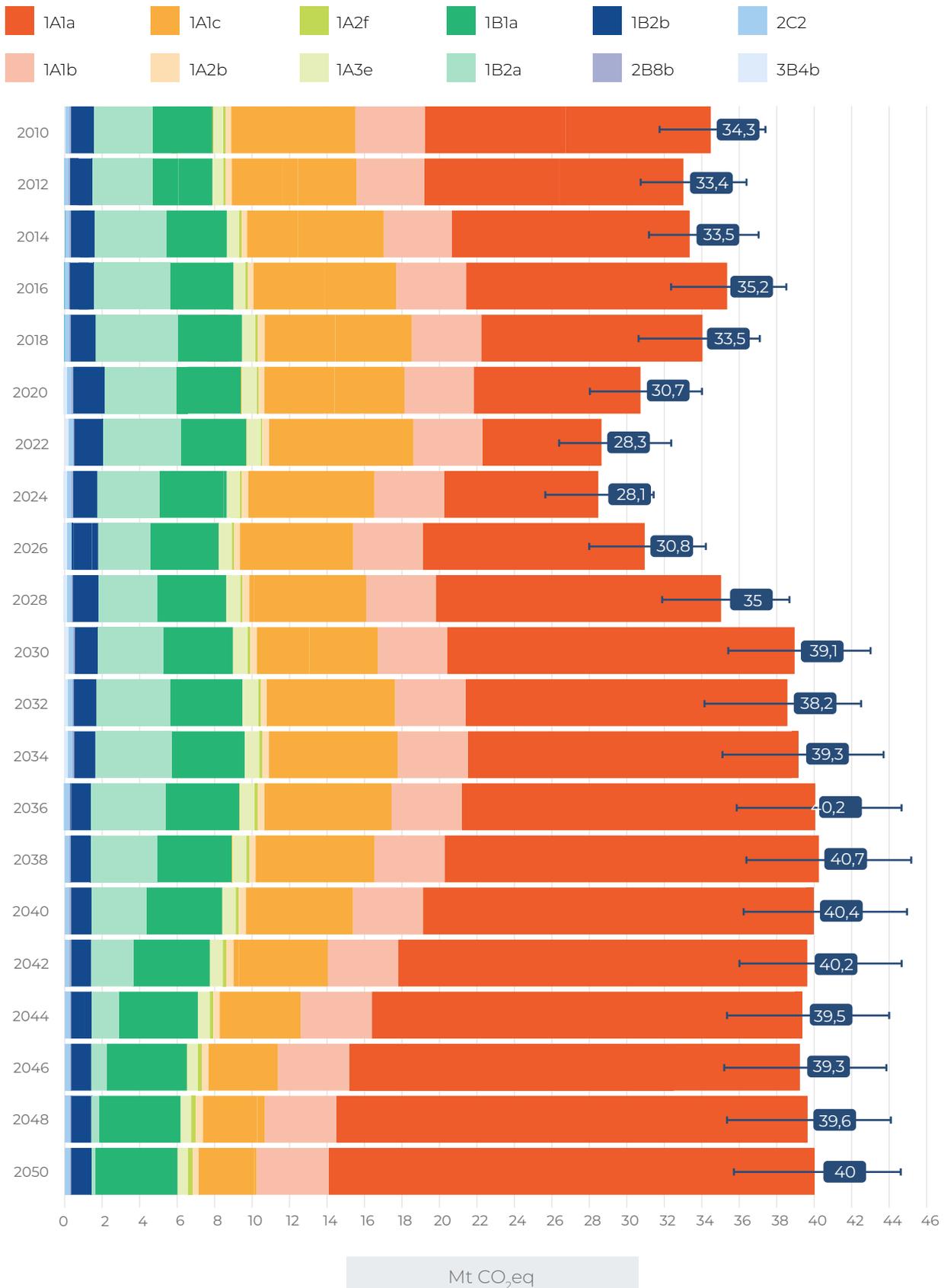
Gráfico 3-41. Proyección de emisiones GEI para el escenario de referencia 2050 diferenciadas por GEI

GEI: CH₄ CO₂ N₂O



Fuente: elaboración propia

Gráfico 3-42. Proyección de emisiones GEI para el escenario de referencia 2050 diferenciadas por categoría IPCC



Fuente: elaboración propia

En el Gráfico 3-42, las categorías IPCC se detallan a continuación:

- 1A1a** *Industrias de la energía:* donde se incluye las emisiones por quema de combustibles del SIN y ZNI.
- 1A1b** *Refinación de petróleo:* incluye las emisiones por la quema de los diferentes combustibles usados durante la refinación de petróleo.
- 1A1c** *Manufactura de combustibles sólidos y otras industrias de la energía:* donde se incluyen los combustibles consumidos durante la extracción de carbón, petróleo y gas.
- 1A2b** *Metales no ferrosos:* incluye la cantidad consumida de energía por quema de combustibles en los diferentes procesos de extracción y producción de metales no ferrosos. .
- 1A2f** *Minerales no metálicos:* incluye la cantidad consumida de energía por quema de combustibles en los diferentes procesos de extracción y producción de minerales no metálicos.
- 1A3e** *Otro transporte:* en esta categoría se incluyen los combustibles consumidos en el transporte por gasoductos y oleoductos.
- 1B1a** *Minería carbonífera y manejo de carbón:* incluye la producción de carbón mineral.
- 1B2a** *Petróleo:* en esta categoría se incluyen las emisiones fugitivas por venteos durante la producción de petróleo y transporte por camiones cisterna, uso de antorchas en producción, perforación y prueba de pozos, y otras emisiones fugitivas.
- 1B2b** *Gas Natural:* incluye los venteos que ocurren durante el procesamiento en planta y el transporte por gasoductos, el uso de antorchas en las etapas de producción, procesamiento, perforación y prueba de pozos, y otras emisiones fugitivas.
- 2B8b** *Etileno:* emisiones por el proceso de producción de etileno.
- 2C2** *Emisiones por el proceso de producción de ferroaleaciones:* incluye las emisiones por el procesamiento de otros minerales.
- 3B4b** *Humedales que permanecen como tales:* en esta categoría se incluyen las emisiones por difusión en los embalses con una edad inferior a 20 años.

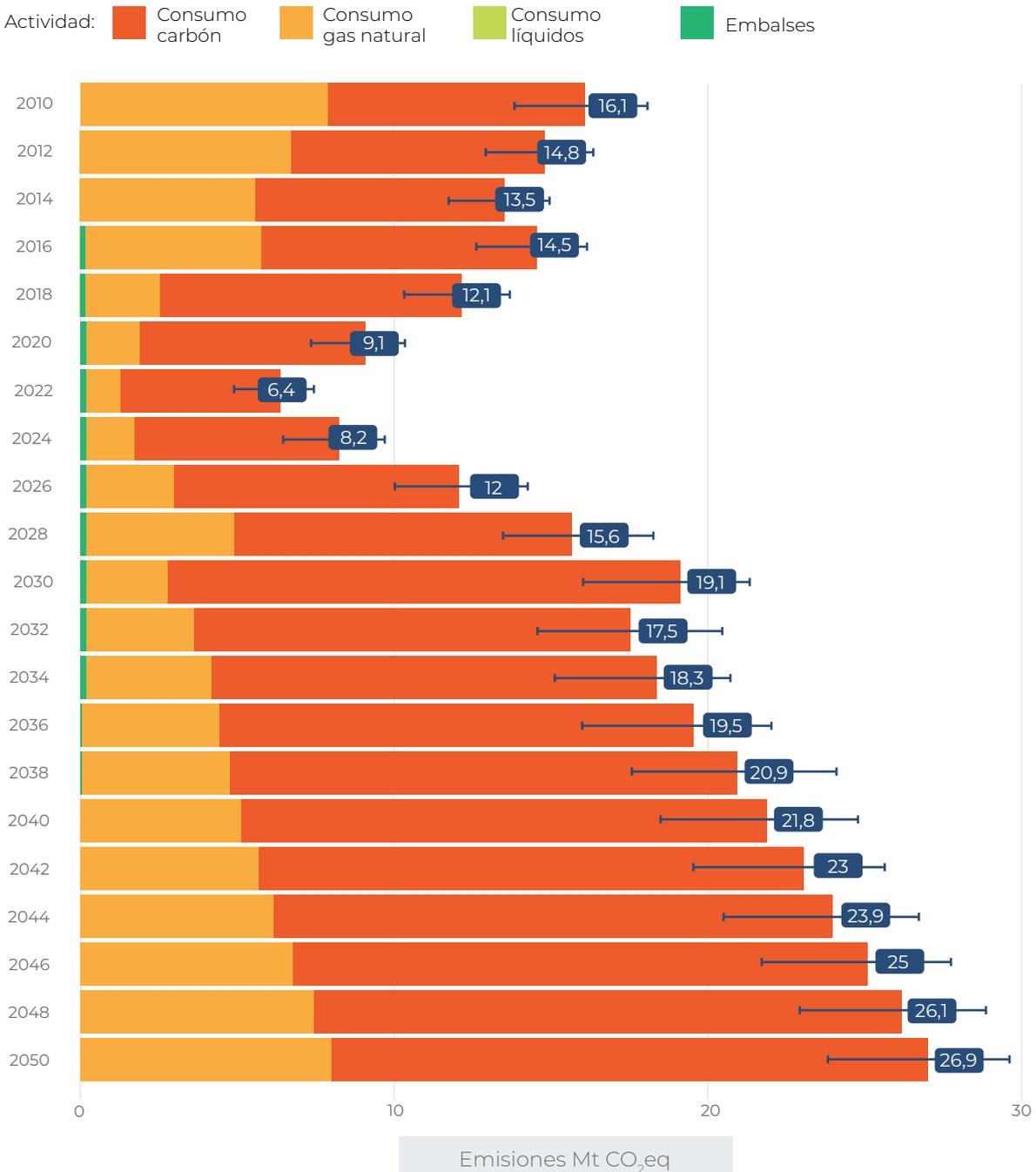
A. Proyección de escenario de referencia por subsector

Generación de energía en el SIN

La proyección de emisiones de este subsector, para este escenario, se centraría en el consumo de combustible de carbón mineral y de gas natural, siendo la quema de carbón mi-

neral el grueso de las emisiones para el 2050. Para dicho año, las emisiones totales de este subsector se proyectarían a 26,9 (23,9 - 29,6) MtCO₂eq.

📌 **Gráfico 3-43.** Proyección de Emisiones GEI para generación de energía en el SIN en el escenario de referencia 2050



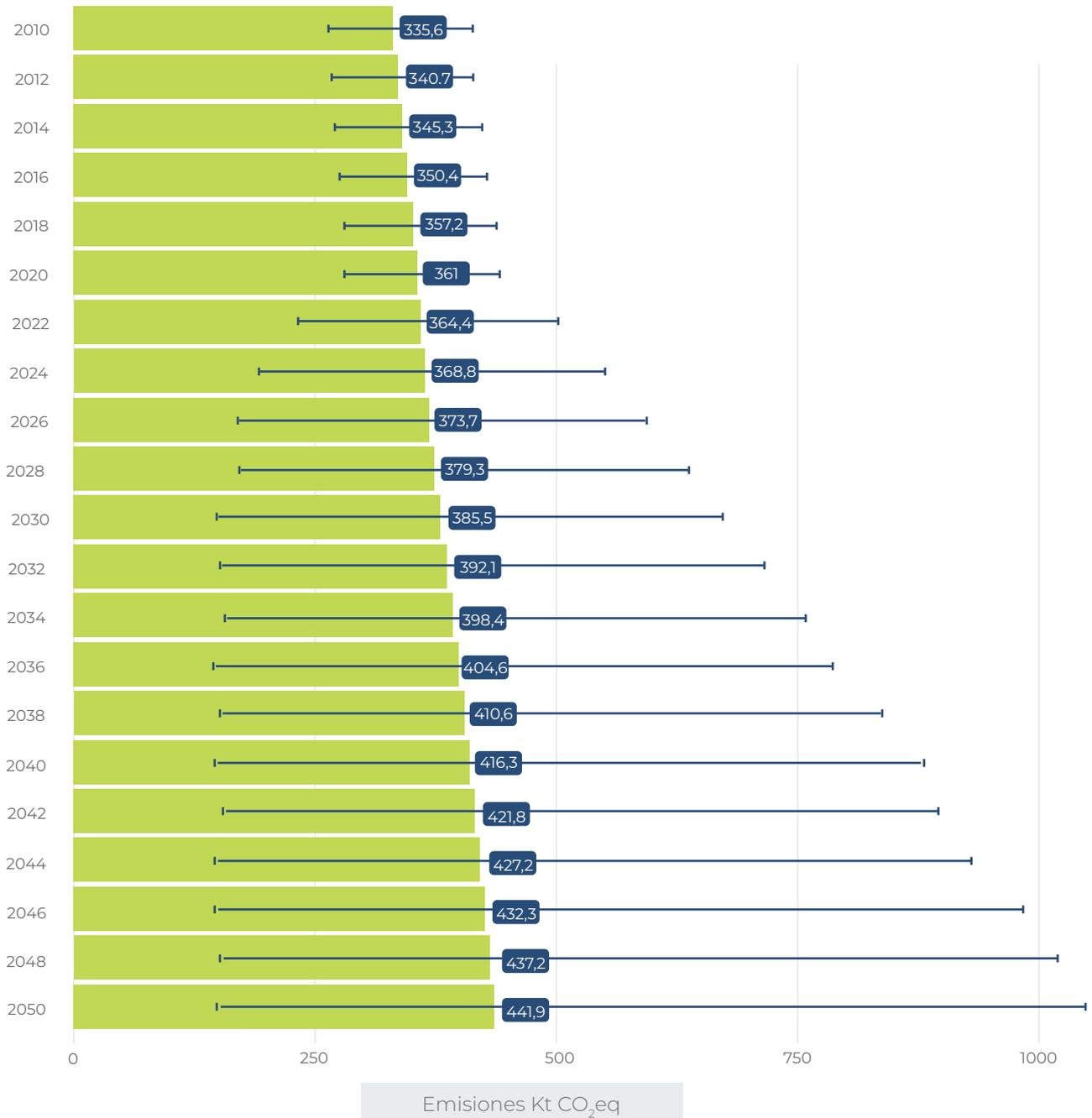
Fuente: elaboración propia

Generación de energía en las ZNI

La proyección de emisiones de este subsector está basada únicamente en el consumo de *diesel oil*, para el año 2030 se esperaba una emisión en el escenario de referencia de 442 (146 -1052) ktCO₂eq.

 **Gráfico 3-44.** Proyección de emisiones GEI para generación de energía en las ZNI en el escenario de referencia 2050

Actividad: ■ Consumo líquidos



Fuente: elaboración propia

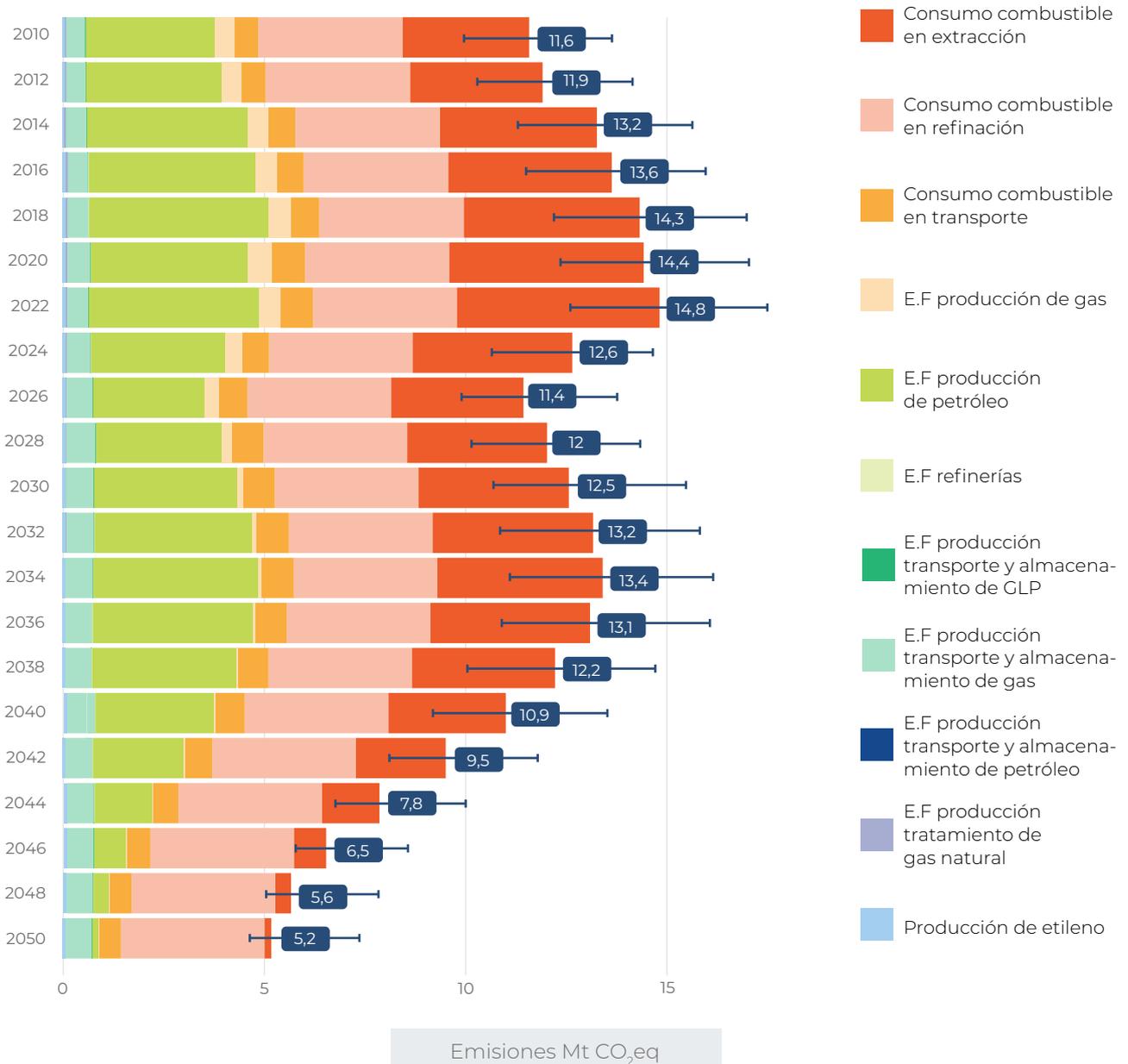
Petróleo y Gas

La proyección de emisiones de este subsector, en este escenario, estaría modulada principalmente en el consumo de combustible por extracción de petróleo y gas, emisiones asociadas al consumo de combustible en la refinación de petróleo y emisiones fugitivas en la producción de petróleo. Al final del escenario, en el año 2050, se estiman emisiones de 5,18 (4,6-7,4) MtCO₂eq para la línea base 2050 (ver Gráfico 3-45).

Minería de carbón

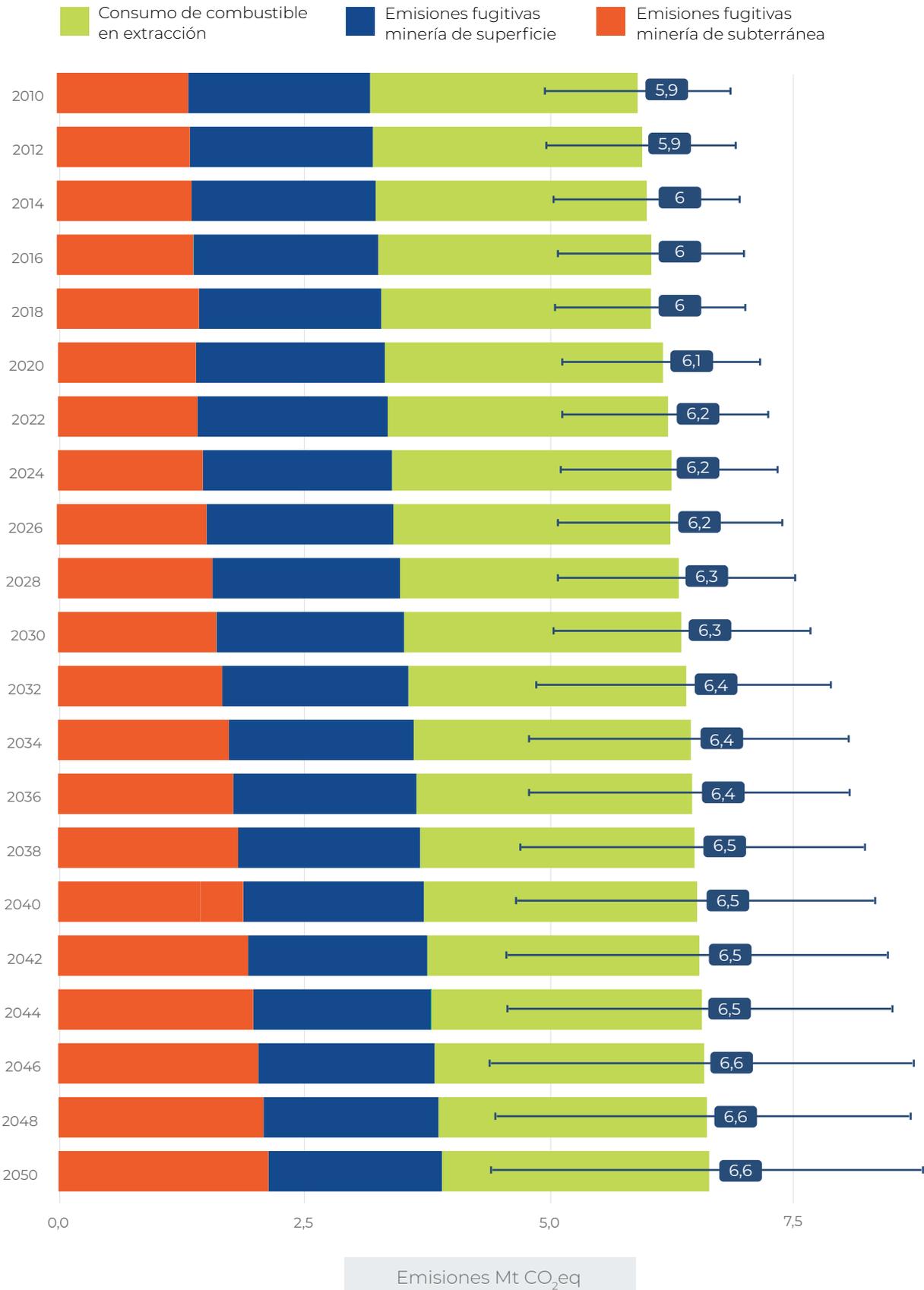
La proyección de emisiones de este subsector, en este escenario, estaría modulada de manera equitativa por el consumo de combustible en la extracción de carbón, y las emisiones fugitivas en la minería de superficie y la minería subterránea. Para el 2050, las emisiones totales de este subsector se proyectarían a 6,6 (4,4 - 8,8) MtCO₂eq (ver Gráfico 3-46).

📌 **Gráfico 3-45.** Proyección de emisiones GEI para el subsector de petróleo y gas en el escenario de referencia 2050



Fuente: elaboración propia

Gráfico 3-46. Proyección de emisiones GEI para la minería de carbón en el escenario de referencia 2050

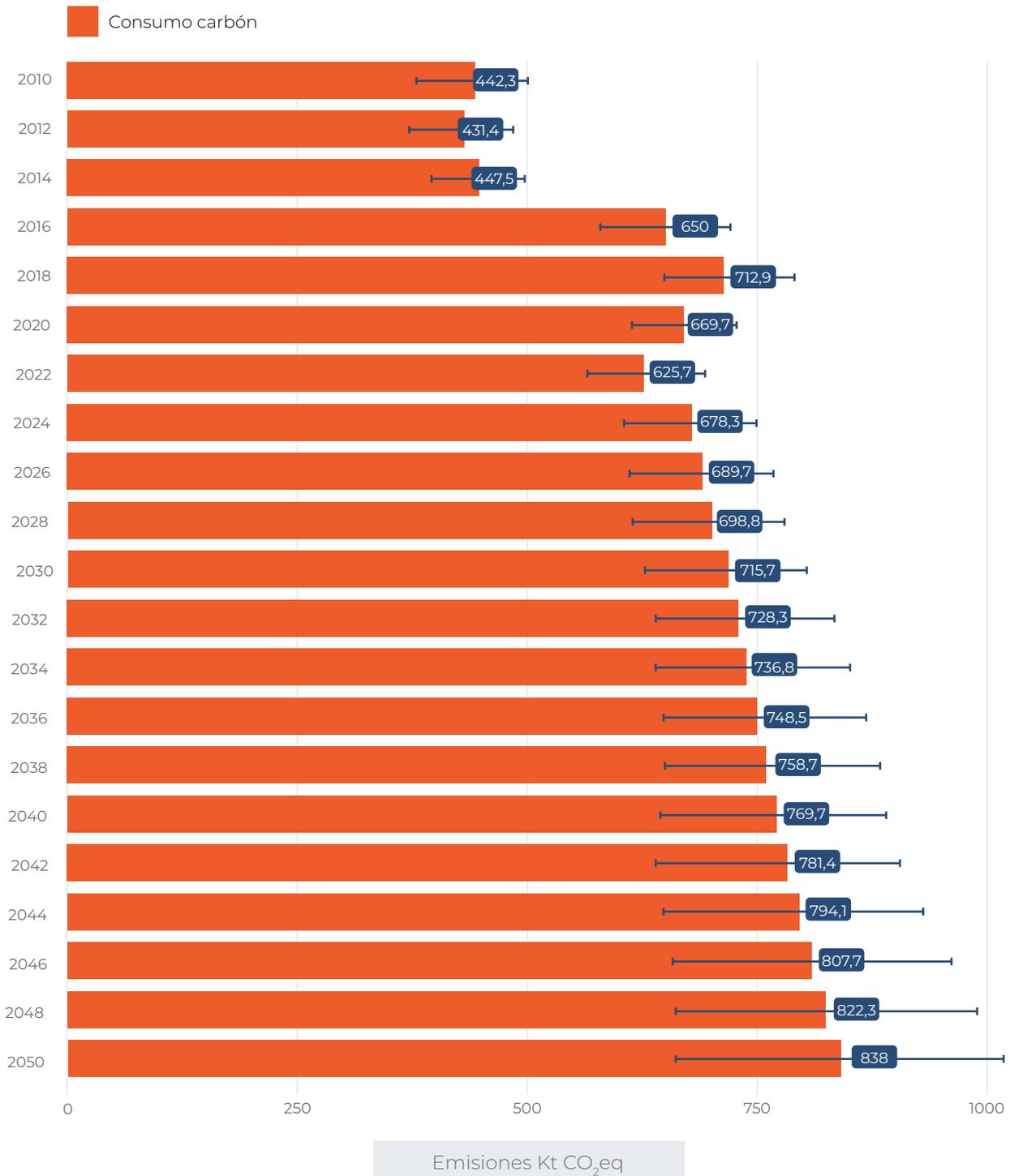


Fuente: elaboración propia

Otros minerales

La proyección de emisiones de este subsector, para el escenario de referencia al año 2050, es de 838 (662 - 1022) ktCO₂eq.

↓ **Gráfico 3-47.** Proyección de emisiones GEI para la producción de otros minerales en el escenario de referencia 2050



Fuente: elaboración propia basada en GIZ-MaPriC, 2021

3.2.2 Medidas de mitigación hacia el 2050

3.2.2.1 Medidas de mitigación contempladas en el Plan Energético Nacional 2050

Dentro de las medidas contempladas en el Plan Energético Nacional 2050 se encuentran las siguientes:

 **Tabla 3-26.** Medidas de mitigación contempladas en el PEN 2050

Escenario	Clasificación de medida	Medida de mitigación
Actualización	Diversificación matriz energética	Capacidad FNCER a 45 %
Actualización	Gestión de la demanda	3 % de recursos distribuidos de demanda (780 MW)
Actualización	Gestión de la demanda	5 % de recursos distribuidos de demanda (1000 MW)
Modernización	Diversificación matriz energética	Capacidad FNCER a 45 %
Modernización	Gestión de la demanda	Almacenamiento de energía en baterías (residencial)
Modernización	Eficiencia energética	5 % de mayor eficiencia con actualización de equipos en refinerías
Inflexión	Diversificación matriz energética	Capacidad FNCER a 45 %
Inflexión	Diversificación matriz energética	Pequeños reactores nucleares
Inflexión	Eficiencia energética	5 % de mayor eficiencia con actualización de equipos en refinerías
Inflexión	Gestión de la demanda	Almacenamiento de energía en baterías (residencial)
Disrupción	Diversificación matriz energética	Capacidad FNCER a 50 %, incluyendo capacidad de hidrógeno a 1700 MW
Disrupción	Diversificación matriz energética	Reactores nucleares de 2000 MW
Disrupción	Eficiencia energética	5 % de mayor eficiencia con actualización de equipos en refinerías
Disrupción	Gestión de la demanda	Almacenamiento de energía en baterías (residencial) y recargas inyectadas al sistema

Fuente: elaboración propia basada en UPME, 2021

Se debe mencionar que estas medidas son referenciadas dentro del Plan Energético Nacional como incluidas en cada uno de los escenarios,

sin embargo, el potencial específico para cada uno de los escenarios y medidas no fue estimado de forma individual.

3.2.2.2 Medidas de mitigación propuestas para la carbono neutralidad 2050

Las medidas de mitigación propuestas corresponden a las mismas planteadas en la sección 3.1.3.2 de este documento, sección en la cual se encuentran las definiciones generales; sin embargo, se

adicionan para el 2050 las tecnologías de Captura, Uso y Almacenamiento de Carbono (CCUS, por sus siglas en inglés), y la sustitución de energéticos por hidrógeno en la extracción de carbón.

Tecnologías de Captura, Uso y Almacenamiento de Carbono (CCUS)

Estas tecnologías son una alternativa que a largo plazo permitirá retener las emisiones de CO₂ generadas por grandes fuentes fijas, usuales en la generación de energía eléctrica y en el subsector de petróleo y gas, y almacenarla en el suelo, de tal forma que el CO₂ quede allí capturado o se le de un segundo uso.

Sustitución de energéticos por hidrógeno en extracción de carbón

Estas medidas de mitigación implican el uso de hidrógeno en algunas actividades de la extracción, donde típicamente el consumo de combustibles fósiles es alto. Este tipo de medidas están relacionadas con la adaptación de maquinaria, para que su fuente de suministro de energía sea hidrógeno.

3.2.2.3 Escenarios de mitigación para alcanzar la carbono neutralidad en 2050

Los escenarios de mitigación para el 2050 son los mismos planteados para estimar los potenciales a 2030 (Ver sección 3.1.3.2 de este documento), sin embargo, para 2050 no se estimaron los potenciales de reducción ni los escenarios de emisiones para el ESC0, debido a que el ESC0 es la representación de las me-

didias del PIGCCme 2030, documento que no contempla la proyección de dichas medidas hasta 2050.

A continuación, se muestran los supuestos tenidos en cuenta para cada uno de los escenarios de mitigación planteados para el año 2050.



Estas medidas de mitigación implican el uso de hidrógeno en algunas actividades de la extracción, donde típicamente el consumo de combustibles fósiles es alto.

 **Tabla 3-27.** Resumen escenarios con sus respectivas medidas de mitigación a 2050

Medida	ESC1	ESC2	ESC3	ESC4	ESC5
SIN-Diversificación matriz energética	Matriz energética: FNCER: 46 % Hidro: 47 % Térmicas: 7 % Generación total a 2050: 109,3 TWh	Matriz energética: FNCER: 45 % Hidro: 46 % Térmicas: 9 % Generación total a 2050: 94,1 TWh	Matriz energética: FNCER: 41 % Hidro: 45 % Térmicas: 9 % Nuclear: 5 % Generación total a 2050: 133,3 TWh	Matriz energética: FNCER: 38 % Hidro: 41 % Térmicas: 5 % Nuclear: 8 % Hidrógeno: 8 % Generación total a 2050: 140,6 TWh	Matriz energética: FNCER: 38 % Hidro: 41 % Térmicas: 5 % Nuclear: 8 % Hidrógeno: 8 % Generación total a 2050: 140,6 TWh
SIN-Gestión de la demanda	-2,36 % de la demanda de energía	-2,36 % de la demanda de energía	-2,36 % de la demanda de energía	-2,36 % de la demanda de energía	-3,00 % de la demanda de energía
SIN-Eficiencia centrales térmicas	-5,93 % del consumo de combustible luego de gestión de la demanda	-5,93 % del consumo de combustible luego de gestión de la demanda	-5,93 % del consumo de combustible luego de gestión de la demanda	-5,93 % del consumo de combustible luego de gestión de la demanda	-7,00 % del consumo de combustible luego de gestión de la demanda
SIN-CCUS en centrales térmicas	0 %	0 %	0 %	0 %	Ingreso 2041 con escalamiento gradual, -90 % de las emisiones de las centrales térmicas s 2050
ZNI-Diversificación matriz energética	Matriz energética: Diésel: 69 % FNCER: 31 %	Matriz energética: Diésel: 64 % FNCER: 36 %	Matriz energética: Diésel: 40 % FNCER: 60 %	Matriz energética: Diésel: 40 % FNCER: 60 %	Matriz energética: Diésel: 25 % FNCER: 75 %
Ext. carbón - Eficiencia energética	-3 % del consumo de combustible	-3 % del consumo de combustible	-3 % del consumo de combustible	-7 % del consumo de combustible	-13 % del consumo de combustible
Ext. carbón - Recuperación de metano en minería de carbón subterránea	-28 % de emisiones fugitivas en operaciones de minería en minas subterráneas	-28 % de emisiones fugitivas en operaciones de minería en minas subterráneas	-28 % de emisiones fugitivas en operaciones de minería en minas subterráneas	-28 % de emisiones fugitivas en operaciones de minería en minas subterráneas	-28 % de emisiones fugitivas en operaciones de minería en minas subterráneas
Ext. carbón - Sustitución energéticos hidrógeno	No contemplada	No contemplada	No contemplada	No contemplada	Implementada desde el 2041 con incremento gradual, -25 % consumo combustibles
SIN-Diversificación matriz energética	Matriz energética: FNCER: 46 % Hidro: 47 % Térmicas: 7 %	Matriz energética: FNCER: 45 % Hidro: 46 % Térmicas: 9 %	Matriz energética: FNCER: 41 % Hidro: 45 % Térmicas: 9 % Nuclear: 5 %	Matriz energética: FNCER: 38 % Hidro: 41 % Térmicas: 5 % Nuclear: 8 % Hidrógeno: 8 %	Matriz energética: FNCER: 38 % Hidro: 41 % Térmicas: 5 % Nuclear: 8 % Hidrógeno: 8 %
Extracción y transporte P&G - Eficiencia energética	-4,4 % de consumo de combustible	-4,4 % de consumo de combustible	-4,4 % de consumo de combustible	-11 % de consumo de combustible	-11 % de consumo de combustible
Ref. petróleo - Eficiencia energética	-7,6 % del consumo de combustible	-7,6 % del consumo de combustible	-7,6 % del consumo de combustible	-11 % de consumo de combustible	-11 % de consumo de combustible

Medida	ESC1	ESC2	ESC3	ESC4	ESC5
Extracción y transporte P&G - LDAR	-3,6 % de las emisiones fugitivas totales	-4 % de las emisiones fugitivas totales			
Extracción y transporte P&G -Adecuación de equipos y plataformas	-14,0 % de las emisiones fugitivas totales	-20 % de las emisiones fugitivas totales			
Extracción y transporte P&G – Mejora tecnológica	0,96 % de las emisiones fugitivas totales	0,96 % de las emisiones fugitivas totales			
Extracción y transporte P&G - Mejora de prácticas	0,60 % de las emisiones fugitivas totales	0,60 % de las emisiones fugitivas totales			
Extracción y transporte P&G – Sustitución de energéticos	No contemplada	No contemplada	No contemplada	-11 % en consumo combustible en extracción por biomasa	-11 % en consumo combustible en extracción por biomasa
Ref. petróleo - Sustitución de energéticos	No contemplada	No contemplada	No contemplada	-27 % y -6 % en consumo de combustibles en refinación por uso hidrógeno y biomasa	-68 % y 6 % en consumo de combustibles en refinación por uso hidrógeno y biomasa
Ref. petróleo – CCS	No contemplada	No contemplada	No contemplada	No contemplada	-80 % de las emisiones de las refinерías
Ext. P&G-CCS	No contemplada	No contemplada	No contemplada	No contemplada	80 % de las emisiones en actividades de extracción
Ext. Otros minerales -Eficiencia energética	Hasta -16 % consumo de diésel -25 % consumo de gas natural	Hasta -16 % consumo de diésel -25 % consumo de gas natural	Hasta -24 % consumo de diésel -25 % consumo de gas natural	Hasta -24 % consumo de diésel -25 % consumo de gas natural	Hasta -24 % consumo de diésel -25 % consumo de gas natural
Ext. Otros minerales Sustitución de diésel a gas natural e hidrógeno	Hasta -15 % consumo de diésel	Hasta -15 % consumo de diésel			
Ext. Otros minerales - Sustitución energía del SIN a autogeneración con gas natural	Desde 2043, sin aumento consumo de gas	Desde 2043, sin aumento consumo de gas			
Compensaciones	Sumideros de carbono	Sumideros de carbono	Sumideros de carbono	Sumideros de carbono	Sumideros de carbono

Fuente: elaboración propia

3.2.3 Proyección de emisiones para los escenarios de carbono neutralidad

En esta sección del documento, se especifican las proyecciones de los energéticos para cada uno de los escenarios de carbono neutralidad para el 2050. Por otro lado, la metodología de proyección de los potenciales de carbono neu-

tralidad siguen los mismos métodos y expresiones documentados en la sección 3.1.4.2 de este documento; sin embargo, en esta sección se actualizan los valores de porcentajes de reducción empleados para 2050.

3.2.3.1 Proyección de energéticos y minerales a 2050 por escenario

A. Proyección de generación de energía en el Sistema Interconectado Nacional

En la siguiente tabla se resume el origen de la proyección de generación de energía para los escenarios de carbono neutralidad a 2050.

 **Tabla 3-28.** Resumen de expansiones del SIN por escenario de carbono neutralidad a 2050

Escenario de mitigación	Descripción
ESC1	<p>Para este escenario, se emplea la proyección planteada en el PEN 2050 en el escenario de actualización. Se contempló una expansión en capacidades a 2050 de 15.847 MW de generación hidráulica, 3479 MW de gas, 2450 MW de carbón, 2556 MW en cogeneración, 8462 MW en eólica, 9284 MW en solar, 600 MW en geotermia y 2628 MW en otros recursos (líquidos, biomasa, biogás).</p> <p>Se debe tener en cuenta que, para este escenario, se proyecta una oferta de electricidad de 109,3 TWh hacia el 2050.</p>
ESC2	<p>Para este escenario se emplea la proyección planteada en el PEN 2050 en el escenario de modernización. Se contempló una expansión en capacidades a 2030 de 15.847 MW de generación hidráulica, 3479 MW de gas, 1589 MW de carbón, 2556 MW en cogeneración, 8622 MW en eólica, 9554 MW en solar, 600 MW en geotermia y 2620 MW en otros recursos (líquidos, biomasa, biogás).</p> <p>Se debe tener en cuenta que, para este escenario, se proyecta una oferta de electricidad de 94,1 TWh hacia el 2050.</p>
ESC3	<p>Para este escenario se emplea la proyección planteada en el PEN 2050 en el escenario de inflexión. Se contempló una expansión en capacidades a 2030 de 15.887 MW de generación hidráulica, 3222 MW de gas, 1413 MW de carbón, 2849 MW en cogeneración, 8822 MW en eólica, 9654 MW en solar, 600 MW en geotermia, 1200 MW en nuclear y 1245 MW en otros recursos (líquidos, biomasa, biogás).</p> <p>Se debe tener en cuenta que, para este escenario, se proyecta una oferta de electricidad de 133,3 TWh hacia el 2050.</p>
ESC4	<p>Para este escenario se emplea la proyección planteada en el PEN 2050 en el escenario de interrupción. Se contempló una expansión en capacidades a 2030 de 15.887 MW de generación hidráulica, 2401 MW de gas, 1413 MW de carbón, 2849 MW en cogeneración, 8822 MW en eólica, 9910 MW en solar, 600 MW en geotermia, 1700 MW en hidrógeno, 2000 MW nuclear y 966 MW en otros recursos (líquidos, biomasa, biogás).</p> <p>Se debe tener en cuenta que, para este escenario, se proyecta una oferta de electricidad de 140,6 TWh hacia el 2050.</p>
ESC5	<p>En este escenario se plantea la expansión planteada en el escenario ESC4 de este documento. Sin embargo, se debe tener presente la diferencia respecto al ESC4.</p>

Fuente: elaboración propia basado en UPME, 2021

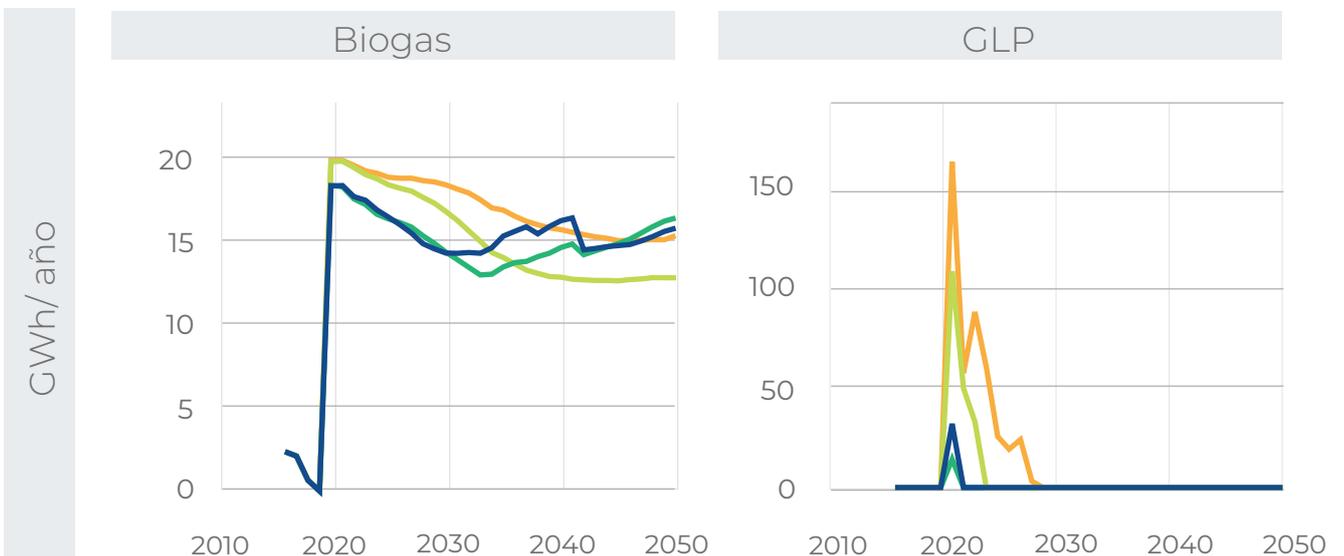


A continuación, se muestra la evolución de la generación de energía eléctrica para cada uno de los escenarios (Gráfico 3-48). De este gráfico se destacan la aparición de generación por energía geotérmica en todos los escenarios,

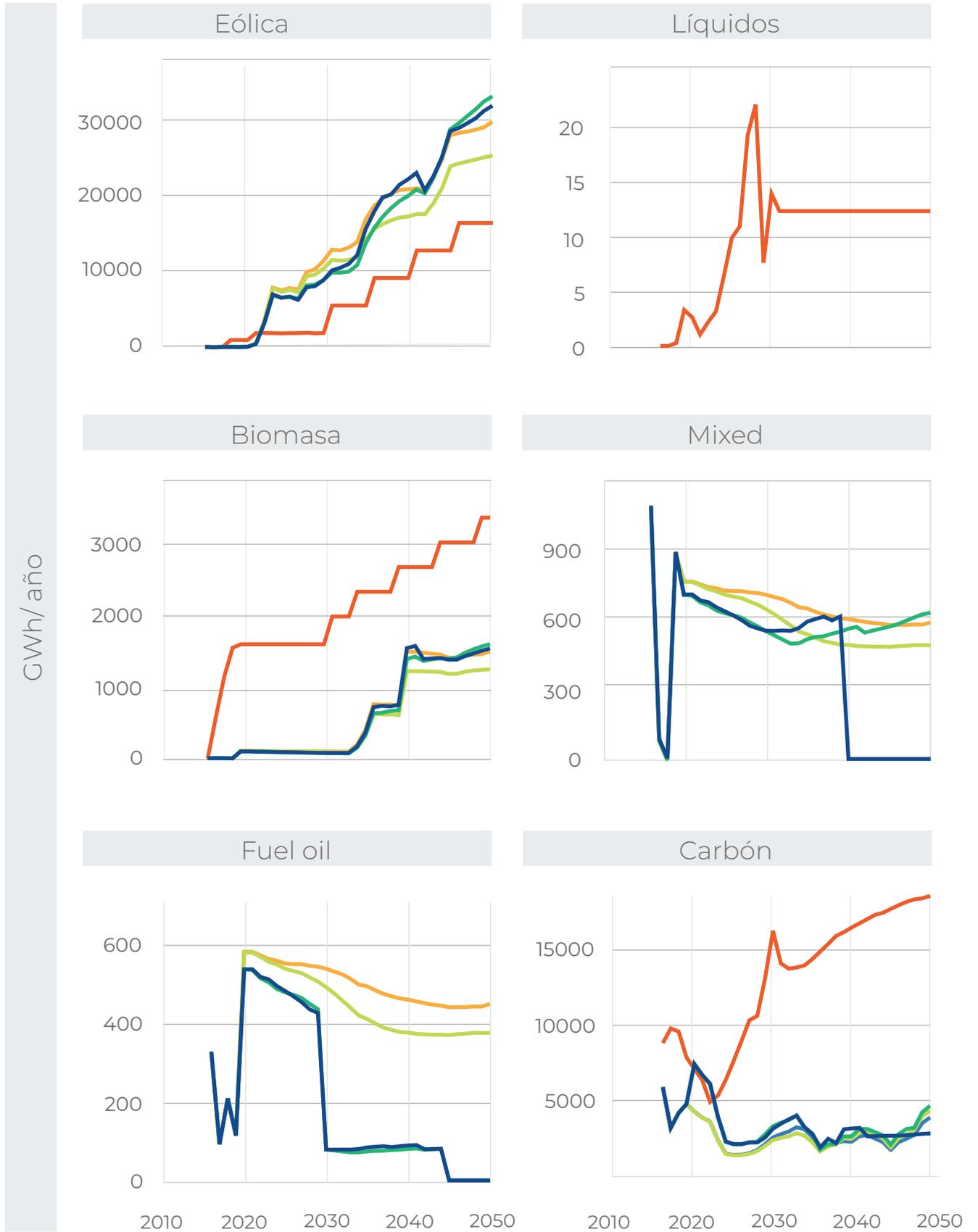
posterior al año 2030; la entrada de generación con energía nuclear en los escenarios ESC4 y ESC5, y la implementación de la generación de electricidad a partir de hidrógeno en el escenario ESC5.

↓ **Gráfico 3-48.** Proyección de generación de energía eléctrica en el SIN por escenario para el 2050

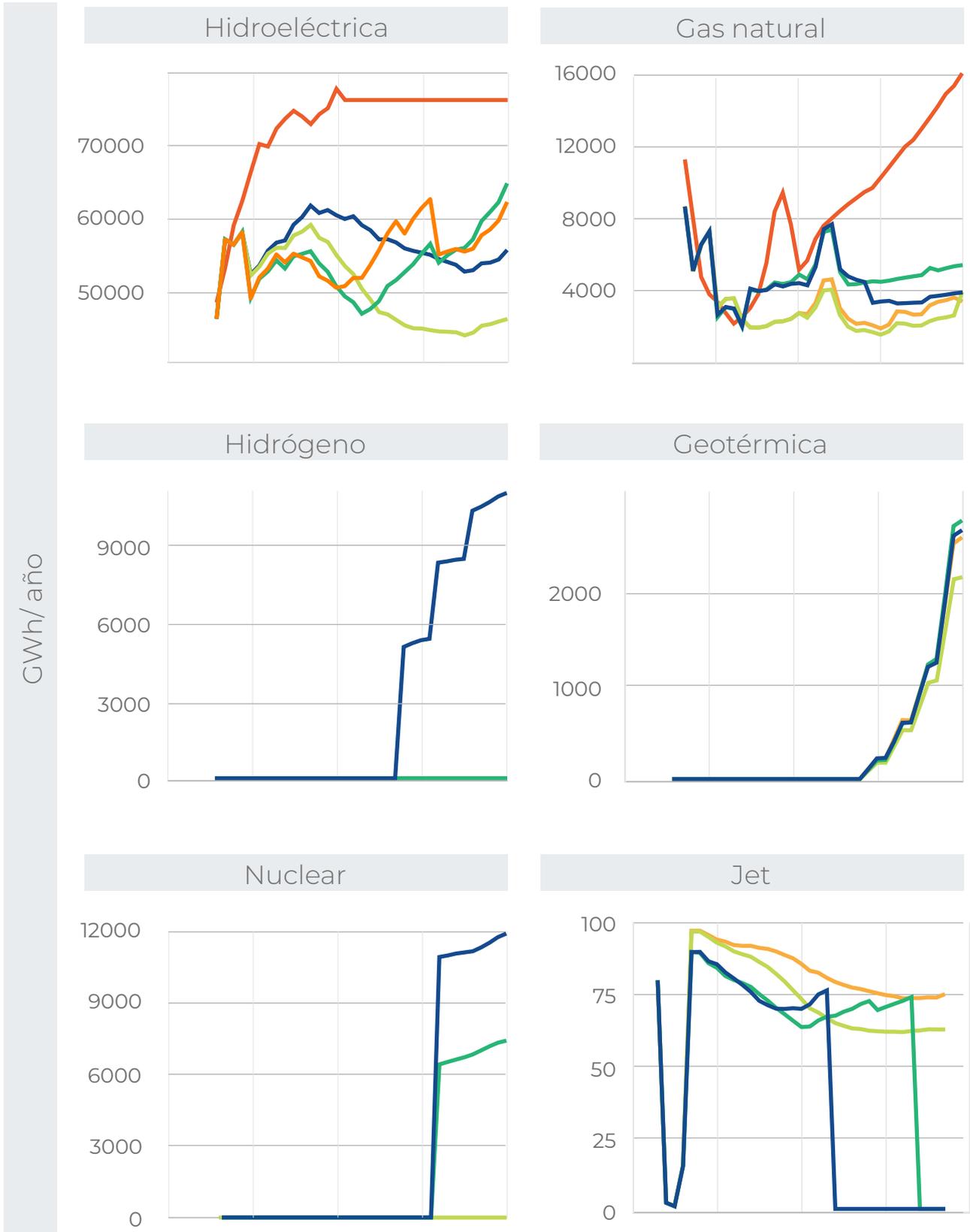
Escenarios — Línea base — ESC1 — ESC2 — ESC3 — ESC4 & ESC5



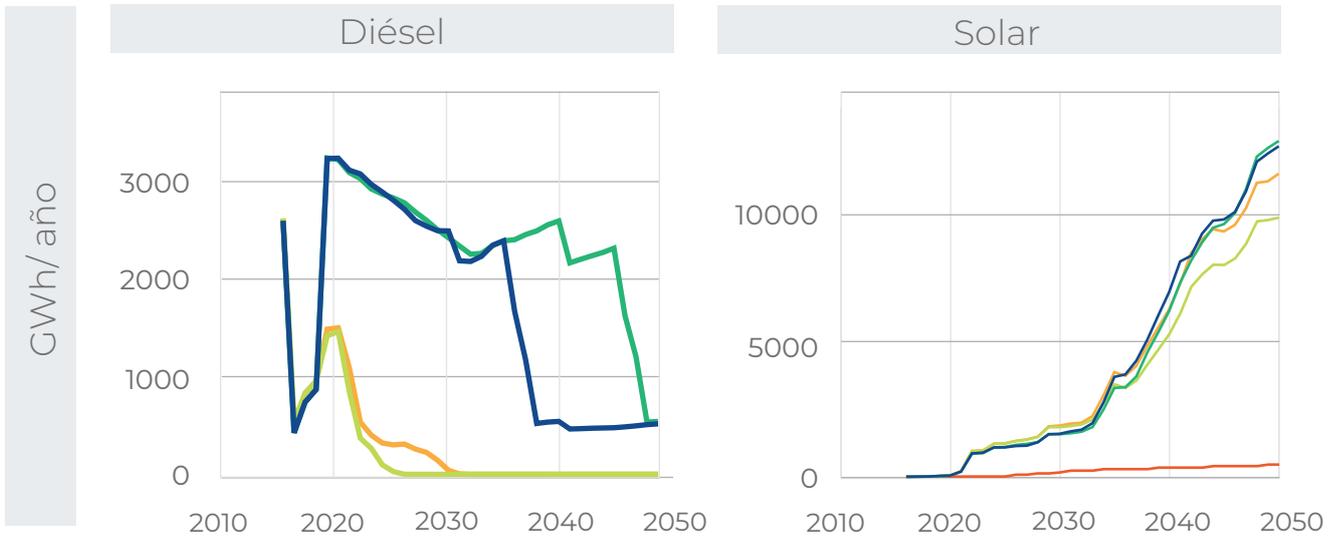
Escenarios ● Línea base ● ESC1 ● ESC2 ● ESC3 ● ESC4 & ESC5



Escenarios — Línea base — ESC1 — ESC2 — ESC3 — ESC4 & ESC5



Escenarios — Línea base — ESC1 — ESC2 — ESC3 — ESC4 & ESC5



Respecto a los porcentajes de electrificación a 2050 de cada escenario, para cada sector presentado en PEN 2050, se presenta la siguiente tabla:

⬇ **Tabla 3-29.** Porcentaje de electrificación por sector para cada escenario a 2050

Sector	ESC1		ESC2		ESC3		ESC4-ESC5	
	% Uso energía eléctrica	Consumo energía (PJ)	% Uso energía eléctrica	Consumo energía (PJ)	% Uso energía eléctrica	Consumo energía (PJ)	% Uso energía eléctrica	Consumo energía (PJ)
Transporte	4,3 %	39,5	7,0 %	55,7	9,6 %	73,3	14,4 %	96,4
Industrial	18,4 %	86,9	19,0 %	81,6	21,2 %	100,0	21,2 %	100,2
Residencial	35,5 %	79,4	32,7 %	52,7	93,8 %	112,5	93,7 %	112,5
Terciario	67,6 %	97,1	61,5 %	70,1	71,9 %	88,1	71,9 %	88,1
Agricultura, construcción y minería	32,2 %	50,3	32,2%	50,3	32,6 %	61,1	32,6 %	61,1
Total	18,2 %)	353,2	18,4 %	310,4	25,9 %	435,1	28,9 %	458,3

Fuente: elaboración propia a partir de UPME, 2021

Para el año 2050, se encuentra diferencias significativas entre los porcentajes de electrificación esperados para los diferentes sectores, dependiendo del escenario: para el sector transporte, dicho porcentaje varía de 4 % para el ESC1 hasta un 14 % considerado en ESC4 y ESC5, aumentando también el consumo de energía final de 39,5 PJ en el ESC1 a 96,4 PJ en los ESC4-ESC5. Otro sector con diferencias significativas es el

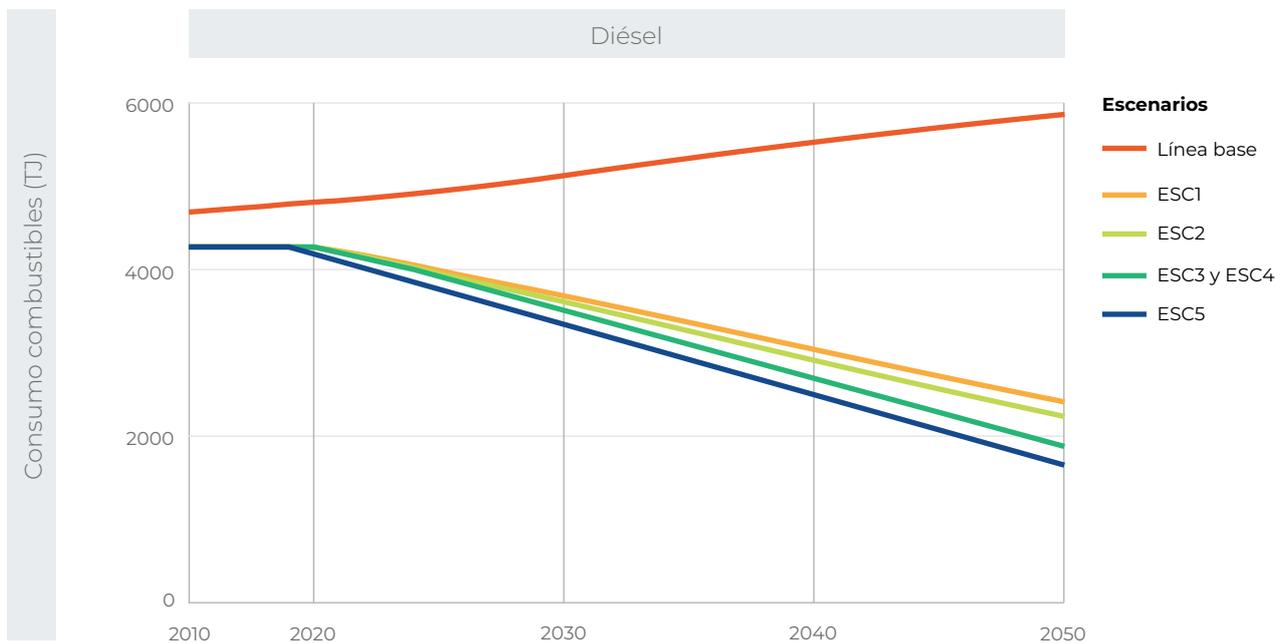
residencial, para el cual el ESC1 y ESC2 tienen un promedio de electrificación del 34 % y el resto de los escenarios un porcentaje igual al 94 %; igualmente, con un cambio significativo en el consumo final de energía eléctrica. En cuanto a los sectores industrial, y de la agricultura, construcción y minería, se identifican porcentajes promedios de electrificación del 20 % y 33 %, respectivamente. :

B. Consumo de combustible para generación de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas

En el caso de las Zonas No Interconectadas, para los escenarios ESC1 a ESC4 se contemplaron los consumos de combustible proyectados en el PEN 2050, como los escenarios de actualización, mo-

dernización, inflexión y disrupción, respectivamente; para el ESC5 se contemplaron consumos de diésel aun menores que en el escenario de disrupción del PEN 2050.

📌 **Gráfico 3-49.** Proyección de consumo de combustible en la generación de energía eléctrica en las ZNI por escenario para el 2050



Fuente: elaboración propia

C. Proyección de producción y refinación de petróleo

Para todos los escenarios a 2050, se empleó la proyección de producción de petróleo estimada para la línea base 2050 (Gráfico 3-36), mientras que, para el caso de refinación de petróleo, la cantidad de petróleo refinado se mantuvo constante para las refinerías de Barrancabermeja (210 KBPD) y de Cartagena (150,0 KBPD).

D. Proyección de producción y oferta de gas natural

Para todos los escenarios a 2050, se empleó la proyección de producción y oferta de gas natural estimada para la línea base 2050 (Ver Gráfico 3-37).



E. Proyección de carbón

Para todos los escenarios a 2050, se empleó la proyección de producción y consumo intermedio de carbón estimada para la línea base 2050 (Ver Gráfico 3-38).

F. Proyección producción de otros minerales

Para todos los escenarios a 2050, se empleó la proyección de producción de otros minerales estimada para la línea base 2050 en el documento de GIZ-MaPriC (2021) (Ver Gráfico 3-39).

3.2.3.2 Metodología de estimación de GEI de los potenciales de mitigación 2050

A. Diversificación de la matriz energética en el Sistema Interconectado Nacional

La estimación del potencial por esta medida a 2050, para cada uno de los escenarios, fue realizada con la misma metodología aplicada para la estimación de los potenciales a 2030 (Ver sección 3.1.4.2 apartado A).

B. Diversificación de la matriz energética en las Zonas No Interconectadas

La estimación del potencial por esta medida a 2050, para cada uno de los escenarios, fue realizada con la misma metodología aplicada para la estimación de los potenciales a 2030 (Ver sección 3.1.4.2 apartado B).

C. Gestión de la demanda en el Sistema Interconectado Nacional

En cuanto a la gestión de la demanda, para todos los escenarios, se asume una reducción constante en la demanda de energía por esta medida de 2,4 %, entre los años 2030 y 2050. La estimación del potencial por esta medida a 2050, para cada uno de los escenarios, fue realizada con la misma metodología aplicada para la estimación de los potenciales a 2030 (Ver sección 3.1.4.2 apartado C).

D. Eficiencia energética en centrales térmicas

En el estudio de CIAT (2020), se estimaron porcentajes de reducción por eficiencia energética para centrales térmicas hasta el año 2035; a partir de ese año, estos porcentajes se mantuvieron constantes a 5,93 % hasta el 2050, correspondiente a un valor promedio estimado en dicho estudio.

⬇ **Tabla 3-30.** Porcentajes de reducción en el consumo de combustibles por eficiencia energética en centrales térmicas luego del 2030

Año	RE
2031	6,39 %
2032	5,74 %
2033	6,13 %
2034	6,57 %
2035	5,52 %
2036-2050	5,93 %

Fuente: estimado según información de CIAT, 2020

La estimación del potencial por esta medida a 2050, para cada uno de los escenarios, fue realizada con la misma metodología aplicada para la estimación de los potenciales a 2030 (Ver sección 3.1.4.2 apartado D).

E. Eficiencia energética en la extracción de carbón

Para la eficiencia energética en la extracción de carbón, se mantuvieron los porcentajes de reducción de consumo de combustibles en 2,9 % para los escenarios ESC1 a ESC3, 6,65 % para el ESC4 y de 13,3 % para el escenario ESC5. La estimación del potencial por esta medida a 2050, para cada uno de los escenarios, fue realizada con la misma metodología aplicada para la estimación de los potenciales a 2030 (Ver sección 3.1.4.2 apartado E).

F. Eficiencia energética en la producción y transporte de petróleo y gas

En la eficiencia energética para la producción y transporte de petróleo y gas, para los escenarios ESC1 a ESC3 se especificó el valor promedio del estudio realizado por CIAT (2021a), el cual corresponde a 4,4 % de reducción en el consumo de combustible hasta el 2050, mientras que para los escenarios ESC4 y ESC5, se mantuvo el porcentaje de reducción en estos consumos de combustible a 10,8 %. La estimación del potencial por esta medida a 2050, para cada uno de los escenarios, fue realizada con la misma metodología aplicada para la estimación de los potenciales a 2030 (Ver sección 3.1.4.2 apartado F).

G. Eficiencia energética en la refinación de petróleo

Para la refinación de petróleo en 2050, se mantuvo un porcentaje de reducción de consumo de combustibles de 7,6 % para los escenarios ESC1 a ESC3, mientras que para los escenarios ESC4-ESC5, continuó con un porcentaje de reducción de 10,8 %. La estimación del potencial por esta medida a 2050, para cada uno de los escenarios, fue realizada con la misma metodología aplicada para la estimación de los potenciales a 2030 (Ver sección 3.1.4.2 apartado G).

H. Recuperación de metano en minería de carbón subterránea para quema o uso

En la minería subterránea, se tiene el supuesto que se mantendría la tasa de implementación de estas tecnologías entre el año 2028 y 2040, de 2,15 % por año, hasta lograr en el 2040 la implementación total de la medida, con un porcentaje de reducción de emisiones asociadas a este proceso de 28 %; a partir de 2041, este valor se mantuvo constante hasta 2050. La estimación del potencial por esta medida a 2050, para cada uno de los escenarios, fue realizada con la misma metodología aplicada para la estimación de los potenciales a 2030 (Ver sección 3.1.4.2 apartado H).

I. Porcentajes de reducción de emisiones fugitivas de metano en petróleo y gas

Como se mencionó en la sección 3.1.4.2 apartado I de este documento, los potenciales de reducción de emisiones para cada una de las medidas fueron estimados con la herramienta CoMAT v1.0 (Ver ANEXO 2.3). En la Tabla 3-31 se mencionan algunos de los porcentajes para los años 2030 y 2050, y se resaltan las medidas de mitigación en las cuales difieren los ESC1-ESC4 con respecto al ESC5, debido a la implementación de la reducción total de los gases quemados en antorchas y de aumentar la ambición de los programas LDAR, haciéndolos con mayor periodicidad (cambio de 4 a 3 meses).



Tabla 3-31. Resumen de expansiones del SIN por escenario de carbono neutralidad a 2050

Medida de mitigación	Categoría IPCC 2006	Potencial de reducción [ESC1-ESC4]		Potencial de reducción [ESC5]	
		2030	2050	2030	2050
Adecuación de equipos - compresores centrífugos	Gas natural enviado a plantas-venteo	9,7 %	9,7 %	9,7 %	9,7 %
	Transporte gasoductos-venteo	4,8 %	4,8 %	4,8 %	4,8 %
	Gas natural enviado a plantas-otras emisiones	9,7 %	9,7 %	9,7 %	9,7 %
Adecuación de equipos - compresores reciprocantes	Almacenamiento de gas-otras emisiones	46,6 %	46,6 %	46,6 %	46,6 %
	Gas natural enviado a plantas-venteo	25,1 %	25,1 %	25,1 %	25,1 %
	Gas natural enviado a plantas-otras emisiones	25,1 %	25,1 %	25,1 %	25,1 %
	Producción de gas fiscalizada-otras emisiones	8,5 %	0,9 %	8,5 %	0,9 %
	Producción de petróleo-venteo	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
	Transporte gasoductos-venteo	25,5 %	25,5 %	25,5 %	25,5 %
Adecuación de equipos - deshidratadores	Almacenamiento de gas-otras emisiones	2,3 %	2,3 %	2,3 %	2,3 %
	Gas natural enviado a plantas-venteo	7,3 %	7,3 %	7,3 %	7,3 %
	Gas natural enviado a plantas-otras emisiones	7,3 %	7,3 %	7,3 %	7,3 %
	Producción de gas fiscalizada-venteo	0,2 %	0,0 %	0,2 %	0,0 %
	Producción de gas fiscalizada-otras emisiones	0,2 %	0,0 %	0,2 %	0,0 %
	Transporte gasoductos-venteo	0,2 %	0,2 %	0,2 %	0,2 %
Adecuación de equipos - reducción de quema de antorchas*	Producción de gas fiscalizada-antorchas	11,7 %	21,5 %	100,0 %	100,0 %
	Producción de petróleo-antorchas	48,8 %	49,9 %	100,0 %	100,0 %
Adecuación de equipos - tanques con antorchas*	Producción de petróleo-antorchas	0,4 %	0,0 %	0,4 %	0,0 %
Adecuación de equipos - tanques con VRU	Producción de gas fiscalizada-otras emisiones	5,7 %	11,6 %	5,7 %	11,6 %
	Producción de petróleo-venteo	11,1 %	1,0 %	11,1 %	1,0 %
Adecuación de equipos - venteo en tuberías	Producción de gas fiscalizada-otras emisiones	0,2 %	0,0 %	0,2 %	0,0 %

Medida de mitigación	Categoría IPCC 2006	Potencial de reducción [ESC1-ESC4]		Potencial de reducción [ESC5]	
		2030	2050	2030	2050
Adecuación de equipos - plataformas offshore	Producción de gas fiscalizada-otras emisiones	2,6 %	0,3 %	2,6 %	0,3 %
LDAR	Gas natural enviado a plantas-venteo	7,2 %	7,2 %	8,3 %	8,3 %
	Gas natural enviado a plantas-otras emisiones	7,2 %	7,2 %	8,3 %	8,3 %
	Producción de gas fiscalizada-otras emisiones	14,8 %	1,8 %	16,9 %	2,0 %
	Producción de petróleo-otras emisiones	70,0 %	70,0 %	80,0 %	80,0 %
	Transmisión de gas-otras emisiones	66,4 %	66,2 %	75,9 %	75,6 %
Mejora de prácticas - apertura y cierre de pozos	Producción de petróleo-venteo	0,3 %	0,0 %	0,3 %	0,0 %
Mejora de prácticas - manejo de gases venteados	Transporte gasoductos-venteo	2,9 %	2,9 %	2,9 %	2,9 %
Mejora tecnológica - bombas de inyección de químicos	Producción de gas fiscalizada-otras emisiones	0,1 %	0,0 %	0,1 %	0,0 %
	Producción de petróleo-venteo	0,4 %	0,0 %	0,4 %	0,0 %
Mejora tecnológica - bombas neumáticas	Producción de gas fiscalizada-otras emisiones	3,1 %	0,3 %	3,1 %	0,3 %
Mejora tecnológica - controladores neumáticos	Almacenamiento de gas-otras emisiones	10,9 %	10,9 %	10,9 %	10,9 %
	Gas natural enviado a plantas-otras emisiones	1,1 %	1,1 %	1,1 %	1,1 %
	Producción de gas fiscalizada-otras emisiones	11,9 %	1,4 %	11,9 %	1,4 %
	Producción de petróleo-venteo	3,9 %	0,3 %	3,9 %	0,3 %
	Transporte gasoductos-venteo	3,4 %	3,4 %	3,4 %	3,4 %
Mejora tecnológica - sustitución de bombas kimray	Producción de gas fiscalizada-otras emisiones	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %

Fuente: elaboración propia

El porcentaje de reducción de emisiones, por la quema en antorchas, no solo se aplica a metano, sino a los demás gases de combustión.

J. Sustitución de energéticos en refinación y extracción de crudo

Respecto a la sustitución de energéticos para 2050, existen diferencias únicamente en la implementación de hidrógeno en refinación entre el ESC4 y ESC5, donde se evidencia que para 2050 el porcentaje de sustitución de combustibles fósiles por la aplicación de hidrógeno, será de 26 % y 68 % respectivamente. En cuan-

to al uso de biomasa, se considera un potencial de reducción de combustibles fósiles de 5,5 % en refinación y 11 % en extracción de crudo. La siguiente tabla resume los porcentajes de disminución de consumo por sustitución de energéticos en refinación y extracción de hidrocarburos, entre los años 2030 y 2050:

↓ **Tabla 3-32.** Porcentaje de reducción de consumo de combustibles fósiles por uso de biomasa e hidrógeno en actividades de refinación y extracción de crudo (RSE) hasta el año 2050

Año	Refinación			Extracción
	Hidrógeno		Biomasa	Biomasa
	RSE* [ESC4]	RSE** [ESC5]	RSE* [ESC4-ESC5]	RSE* [ESC4-ESC5]
2030	10,6 %	13,37 %	5 %	10,12 %
2032	14,13 %	18,67 %	5,5 %	11,13 %
2034	17,66 %	23,97 %	5,5 %	11,13 %
2036	21,19 %	29,26 %	5,5 %	11,13 %
2038	24,72 %	34,56 %	5,5 %	11,13 %
2040	26,49 %	39,86 %	5,5 %	11,13 %
2045	26,49 %	54,04 %	5,5 %	11,13 %
2050	26,49 %	68,21 %	5,5 %	11,13 %

Fuente: *Elaboración propia a partir de información de empresas del sector ** Basado en Minenergía, 2021

La estimación del potencial por esta medida a 2050, para cada uno de los escenarios, fue realizada con la misma metodología aplicada para la estimación de los potenciales a 2030 (Ver sección 3.1.4.2 apartado J).

K. CCS-Refinerías

La implementación de CCS en refinación de crudo, solo es considerada en el ESC5; en este, se espera que el porcentaje de reducción de emisiones de las actividades de refinación aumen-

te a un ritmo del 5 % anual, empezando en un 30 % en 2030 y llegando a un 80 % al 2041, año a partir del cual, este porcentaje se mantiene constante hasta el 2050.

 **Tabla 3-33.** Porcentaje de reducción de emisiones por aplicaciones de proyectos CCS en refinación (RCR) hasta el año 2050

Año	RCR [ESC5]	Año	RCR [ESC5]
2030	30 %	2036	60 %
2031	35 %	2037	65 %
2032	40 %	2038	70 %
2033	45 %	2039	75 %
2034	50 %	2040	80 %
2035	55 %	2041-2050	80 %

Fuente: elaboración propia basada en información de empresas del sector

La estimación del potencial por esta medida a 2050, para cada uno de los escenarios, fue realizada con la misma metodología aplicada para la estimación de los potenciales a 2030 (Ver sección 3.1.4.2 apartado K).

L. CCS-Extracción de petróleo y gas

La implementación de CCS en actividad de extracción de petróleo y gas, solo es considerada en el ESC5; en este, se espera que el porcentaje de reducción de emisiones de las actividades de extracción aumente a un ritmo del 5 % anual, empezando en un 30 % en 2030 y llegando a un 80 % al 2041, año a partir del cual, este porcentaje se mantiene constante hasta el 2050.

 **Tabla 3-34.** Porcentaje de reducción de emisiones por aplicación de CCS en extracción de petróleo y gas (RCE) hasta el año 2050

Año	RCE [ESC5]	Año	RCE [ESC5]
2030	30 %	2036	60 %
2031	35 %	2037	65 %
2032	40 %	2038	70 %
2033	45 %	2039	75 %
2034	50 %	2040	80 %
2035	55 %	2041-2050	80 %

Fuente: elaboración propia basada en información de empresas del sector

La estimación del potencial por esta medida a 2050, para cada uno de los escenarios, fue realizada con la misma metodología aplicada para la estimación de los potenciales a 2030 (Ver sección 3.1.4.2 apartado L).

M. Eficiencia energética en consumo de combustibles fósiles en extracción de otros minerales

Respecto a la disminución del consumo de combustibles por medidas relacionadas a la mejora de la eficiencia energética, para el ESC1 y ESC2 se tiene una disminución promedio del 17 % entre 2030 y 2050, respecto al consumo de la línea base

para esos años; en cuanto al consumo de gas natural, la disminución llega a un 24 %. Los escenarios ESC3-ESC5 presentan reducciones similares, llegando a un valor de 24 % en el consumo de diésel y 25 % en el de gas natural para 2050.

⬇ **Tabla 3-35.** Porcentajes de reducción de consumo de combustibles entre 2030-2050 por medidas de eficiencia energética en minería de otros

Año	Diésel			Gas Natural		
	ROM [ESC1-ESC2]	ROM [ESC3-ESC4]	ROM [ESC5]	ROM [ESC1-ESC2]	ROM [ESC3-ESC4]	ROM [ESC5]
2030	18,0 %	21,7 %	21,7 %	11,8 %	11,4 %	11,7 %
2031 - 2042	18,0 %	24,5 %	24,5 %	24,4 %	25,1 %	25,1 %
2043 - 2050	16,6 %	24,0 %	24,0 %	24,4 %	25,1 %	25,1 %

Fuente: elaboración propia basada en GIZ-MaPriC, 2021

La estimación del potencial por esta medida a 2050, para cada uno de los escenarios, fue realizada con la misma metodología aplicada para la estimación de los potenciales a 2030 (Ver sección 3.1.4.2 apartado M).



N. Sustitución de diésel a gas natural / hidrógeno en extracción de otros minerales

Respecto a la disminución del consumo, debido a medidas asociadas a la sustitución de combustibles fósiles, se tiene que para el ESC1-ESC2 la disminución de consumo de diésel se mantiene estable respecto a la línea base en un valor de 15 %, y respecto al gas natural no se presenta disminución. Para los ESC3-ESC4, se evidencia un

aumento progresivo en la disminución del consumo de diésel, que permite llegar a un valor de 46 % para el 2050, respecto al gas natural este valor es del 50 %. Finalmente, para el ESC5, la disminución final respecto al consumo de diésel de la línea base, disminuye entre 60 % y 75 % el consumo de gas natural.

↓ **Tabla 3-36.** Porcentaje de reducción de consumo de combustible entre 2030-2050 por medidas de sustitución de energéticos en minería de otros (ROMS)

Año	Diésel			Gas Natural		
	ROM [ESC1-ESC2]	ROM [ESC3-ESC4]	ROM [ESC5]	ROM [ESC1-ESC2]	ROM [ESC3-ESC4]	ROM [ESC5]
2030	14,5 %	14,5 %	14,5 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
2031	14,5 %	14,5 %	14,5 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
2032	14,5 %	17,2 %	17,2 %	0,0 %	25,0 %	25,0 %
2033 - 2037	14,9 %	33,1 %	33,1 %	0,0 %	49,0 %	49,0 %
2038 - 2042	14,9 %	45,8 %	50,0 %	0,0 %	49,0 %	75,0 %
2043 - 2050	14,9 %	46,0 %	59,8 %	0,0 %	50,0 %	75,0 %

Fuente: elaboración propia basada en GIZ-MaPriC, 2021

La estimación del potencial por esta medida a 2050, para cada uno de los escenarios, fue realizada con la misma metodología aplicada para la estimación de los potenciales a 2030 (Ver sección 3.1.4.2 apartado N).

O. Sustitución energía del SIN a autogeneración en la extracción de otros minerales

Finalmente, para esta medida se tiene que los ESC1-ESC5 se comportan de manera idéntica, empezando con un aumento del 24 % respecto a la línea base de gas natural en el 2030, valor que llega a 0 para el 2042.



↓ **Tabla 3-37.** Porcentaje de reducción de consumo de combustibles entre 2030-2050 por medidas de sustitución fuente de energía eléctrica en minería de otros (ROMF)

Año	Diésel		
	ROM [ESC1-ESC2]	ROM [ESC3-ESC4]	ROM [ESC5]
2030 - 2035	-23,66 %	-23,66 %	-23,66 %
2036	-21,32 %	-21,32 %	-21,32 %
2037	-19,52 %	-19,52 %	-19,52 %
2038	-16,50 %	-16,50 %	-16,50 %
2039	-13,47 %	-13,47 %	-13,47 %
2040	-8,70 %	-8,70 %	-8,70 %
2041	-5,15 %	-5,15 %	-5,15 %
2042	-1,59 %	-1,59 %	-1,59 %
2043 - 2050	0,00 %	0,00 %	0,00 %

Fuente: elaboración propia basada en GIZ-MaPriC, 2021

La estimación del potencial por esta medida a 2050, para cada uno de los escenarios, fue realizada con la misma metodología aplicada para la estimación de los potenciales a 2030 (Ver sección 3.1.4.2 apartado O).

P. CCUS en centrales térmicas

En cuanto a la tecnología CCUS, se plantea su entrada gradual en el año 2041, hasta completar un porcentaje de reducción (RC) de 90 % de su implementación en las centrales térmicas, para el 2050.

La estimación de los potenciales de ahorro para esta medida de mitigación solo se realizó en el ESC5, con la siguiente expresión:

$$[Ec. 19] \quad PCCSIN_{E,i,y,j} = \frac{RC_y}{100} \cdot \left(Gen_{E,i,y} \cdot \left(1 - \frac{RD_y}{100} \right) \cdot \beta_{1,i} + \beta_{0,i} \right) \cdot \left(1 - \frac{RE_y}{100} \right) \cdot FE_{i,j}$$

Donde:

PCCSIN_{E,i,y,j}: potencial de mitigación del gas 'j' por el uso de tecnologías CCUS en centrales térmicas del SIN del escenario 'E', en el combustible 'i', para el año 'y', en kg del gas 'j' por año.

RC_y: porcentaje de implementación de la tecnología CCUS para el año 'y', en porcentaje.

Gen_{E,j,y}: generación de energía eléctrica con el combustible 'i' para el año 'y' en el escenario 'E', en GWh/año.

RD_y: porcentaje de reducción en la generación por gestión de la demanda para el año 'y', en porcentaje.

β_{0,i} y **β_{1,i}**: coeficientes de ajuste entre generación de energía eléctrica y consumo de combustible, para el combustible 'i'.

RE_y: porcentaje de reducción en el consumo de combustible por eficiencia energética para el año 'y', en porcentaje.

FE_{i,j}: factor de emisión del gas 'j', por consumo de combustible 'i', en kg de gas 'j' por TJ.

Q. Sustitución de energéticos por hidrógeno en extracción de carbón

Para la extracción de carbón, se consideró el uso de hidrógeno para el ESC5 desde el año 2041, alcanzado una sustitución de ~25 % de combustibles fósiles al 2050. La siguiente ta-

bla resume el porcentaje de disminución en el consumo de combustibles fósiles por la implementación de hidrógeno en los procesos de extracción de carbono.

 **Tabla 3-38.** Porcentaje de reducción de uso de combustibles fósiles por sustitución a hidrógeno en extracción de carbón (RSEC) para el año 2050

Año	RSEC [ESC4-ESC5]	Año	RSEC [ESC4-ESC5]
2041	2,52 %	2046	15,13 %
2042	5,04 %	2047	20,17 %
2043	7,56 %	2048	20,17 %
2044	10,08 %	2049	22,69 %
2045	12,61 %	2050	25,21 %

Fuente: elaboración propia basada en Minenergía, 2021

La estimación de los potenciales de ahorro, para esta medida de mitigación, solo se realizó en el ESC4-ESC5, con la siguiente expresión:

$$[\text{Ec. 20}] \quad \text{PSHC}_{E,i,y,j} = \left(\text{CbPr}_{E,y} \right) \cdot \beta_{1,i} \cdot \frac{\text{RSEC}_y}{100} \cdot \text{FE}_{i,j}$$

Donde:

PSHC_{E,i,y,j}: potencial de mitigación del gas 'j' por la sustitución de energéticos por hidrógeno en extracción de carbón en el escenario 'E', en el combustible 'i', para el año 'y', en kg del gas 'j' por año.

CbPr_{E,y}: producción total de carbón para el año 'y' en el escenario 'E', en t/año.

β_{1,i}: coeficiente de ajuste entre extracción de carbón en t y consumo de combustible en TJ, para el combustible 'i'.

RSEC_y: porcentaje de reducción en el consumo de combustible por sustitución de energéticos por hidrógeno en extracción de carbón para el año 'y'.

FE_{i,j}: factor de emisión del gas 'j', por consumo de combustible 'i', en kg de gas 'j' por TJ.

R. Limitaciones de las medidas de mitigación planteadas a 2050

Las limitaciones de las medidas de mitigación, planteadas para 2050, son las mismas

expuestas en la sección 3.1.4.2 apartado Q de este documento

3.2.3.3 Resultados de estimación de GEI de los potenciales de reducción en los escenarios de carbono neutralidad 2050

Al realizar la estimación de los potenciales de las medidas para alcanzar la carbono neutralidad del sector, se encontraron los siguientes valores consignados en la Tabla 3-39. En esta tabla se puede observar que el potencial más grande se encuentra en el escenario ESC5, el cual se definió como el más ambicioso, alcanzando un valor de 31,6 MtCO₂eq, comparado con la línea base 2050; este escenario se convierte en la

mejor alternativa para alcanzar la carbono neutralidad, debido a la reducción que tiene la participación de las centrales térmicas para el 2050, a la implementación de CCUS en dichas centrales, y al incremento generalizado de las eficiencias en el uso de combustibles en la extracción de carbón, petróleo y gas, y en la refinación de petróleo, destacando que las dos últimas también incorporan proyectos de CCS.

 **Tabla 3-39.** Resultados consolidados de los potenciales de mitigación a 2050 en MtCO₂eq

Sector	Medida de mitigación	ESC1	ESC2	ESC3	ESC4	ESC5
Carbón	Ext. carbón - Recuperación de metano en minería de carbón subterránea	-0,459	-0,459	-0,459	-0,459	-0,459
Carbón	Ext. carbón - Eficiencia energética	-0,079	-0,079	-0,079	-0,176	-0,352
Carbón	Ext. carbón - Sustitución energéticos hidrógeno	-	-	-	-	-0,595
Generación de electricidad - SIN	SIN-CCUS en centrales térmicas	-	-	-	-	-3,856
Generación de electricidad - SIN	SIN-Diversificación matriz energética	-19,795	-19,259	-18,042	-21,015	-21,014
Generación de electricidad - SIN	SIN-Eficiencia centrales térmicas	-0,346	-0,377	-0,447	-0,275	-0,323
Generación de electricidad - SIN	SIN-Gestión de la demanda	-0,140	-0,153	-0,182	-0,112	-0,142
Generación de electricidad - ZNI	ZNI-Diversificación matriz energética	-0,263	-0,276	-0,303	-0,303	-0,319
Petróleo y gas natural	Extracción y transporte P&G - Adecuación de equipos y plataformas	-0,116	-0,116	-0,116	-0,116	-0,167
Petróleo y gas natural	Extracción y transporte P&G - Eficiencia energética	-0,031	-0,031	-0,031	-0,092	-0,092
Petróleo y gas natural	Ref. petróleo - Eficiencia energética	-0,271	-0,271	-0,271	-0,384	-0,384
Petróleo y gas natural	Extracción y transporte P&G - LDAR	-0,027	-0,027	-0,027	-0,027	-0,031
Petróleo y gas natural	Extracción y transporte P&G - Mejora de prácticas	-0,005	-0,005	-0,005	-0,005	-0,005
Petróleo y gas natural	Extracción y transporte P&G - Mejora tecnológica	-0,008	-0,008	-0,008	-0,008	-0,008
Petróleo y gas natural	Sustitución de energéticos en toda la cadena de P&G	-	-	-	-1,015	-2,340

Sector	Medida de mitigación	ESC1	ESC2	ESC3	ESC4	ESC5
Petróleo y gas natural	Ref. petróleo-CCS	-	-	-	-	-0,807
Petróleo y gas natural	Ext. P&G-CCS	-	-	-	-	-0,103
Otros minerales	Eficiencia energética	-0,128	-0,128	-0,152	-0,152	-0,152
Otros minerales	Sustitución de diésel a GN/H ₂	-0,045	-0,045	-0,294	-0,294	-0,417
Otros minerales	Sustitución energía del SIN a autogeneración con gas natural	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Total		-21,713	-21,234	-20,415	-24,434	-31,596

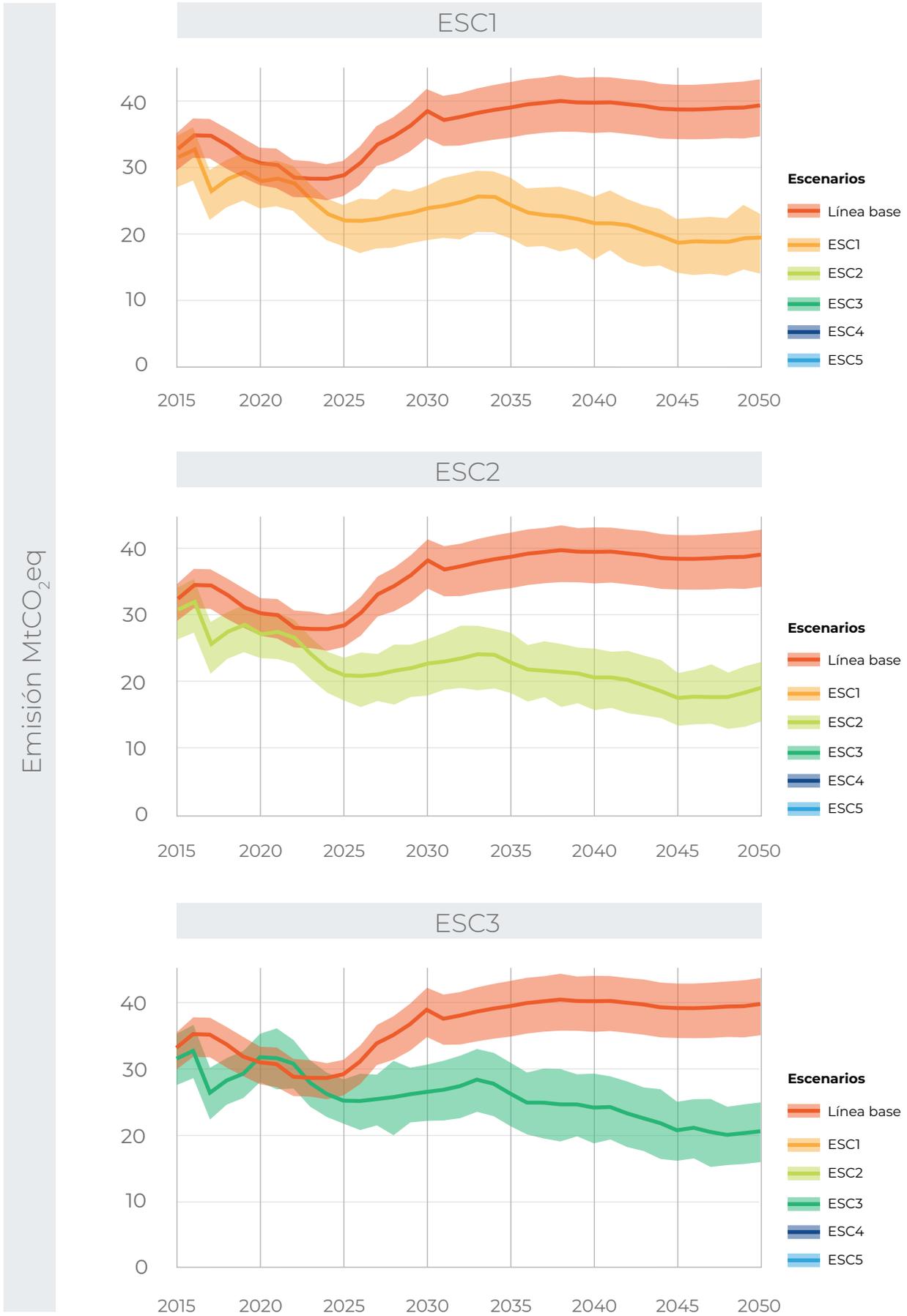
Fuente: elaboración propia

En el Gráfico 3-50, se observa la evolución temporal de las emisiones proyectadas para el escenario base y para cada uno de los escenarios, y se puede observar que cada uno de los escenarios sigue la misma tendencia en el comportamiento de sus series temporales; sin embargo, con la entrada de la tecnología CCUS a partir de 2041, hace que el escenario ESC5 presente las emisiones más

bajas de todos los escenarios, situándolas en 8,44 MtCO₂eq, los valores adicionales de los demás escenarios se encuentran en la Tabla 3-40. Se debe aclarar que, aunque en el ESC5 se contempla una reducción del 90 % de las emisiones en las centrales térmicas, el valor mostrado de 1,6 MtCO₂eq también incluye la generación en plantas menores, en las cuales no se aplicaría CCUS.



Gráfico 3-50. Línea base y escenarios de carbono neutralidad para el sector a 2050





Fuente: elaboración propia

⬇ **Tabla 3-40.** Resultados consolidados de las emisiones por escenario de carbono neutralidad a 2050 por escenario en MtCO₂eq

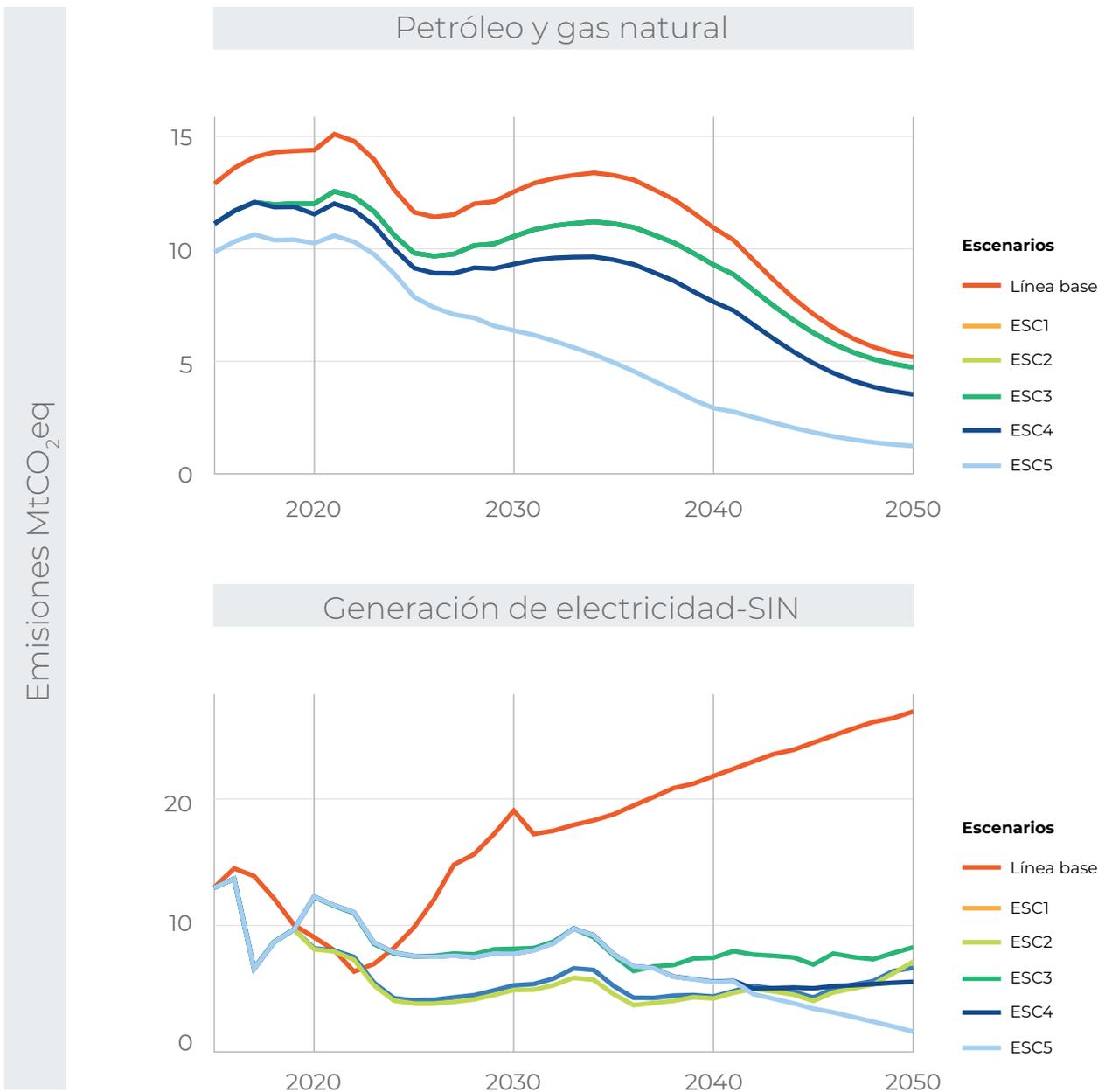
Sector	ESC1	ESC2	ESC3	ESC4	ESC5
Carbón	6,068	6,068	6,068	5,971	5,199
Otros minerales	0,665	0,665	0,391	0,391	0,268
Generación de electricidad - SIN	6,665	7,158	8,279	5,545	1,611
Generación de electricidad - ZNI	0,179	0,165	0,139	0,139	0,122
Petróleo y gas natural	4,718	4,718	4,718	3,528	1,237
Total	18,295	18,775	19,593	15,574	8,438

Fuente: elaboración propia

En el Gráfico 3-51, se muestra la evolución de las emisiones para cada uno de los escenarios comparados con la línea base 2050. En el caso del carbón, las diferencias entre la línea base y los demás escenarios, que se superponen en dicho gráfico, se deben principalmente a la implementación de la captura de metano en minería subterránea para su uso en generación o quema en antorchas; por otro lado, en el caso de la generación de energía en el SIN, luego del 2030 los escenarios tratan de mantener constantes sus emisiones, excepto el escenario ESC5, en el cual se reducen las emi-

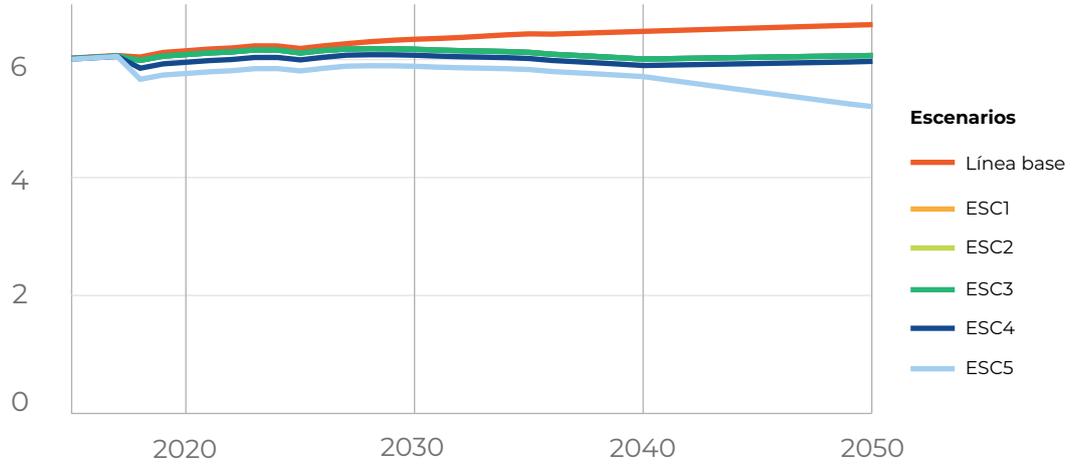
siones drásticamente desde el 2041, producto de la implementación de tecnologías CCUS; en cuanto a la generación de energía en las ZNI, todos los escenarios tienen una proyección lineal, siendo el ESC5 el más ambicioso. Finalmente, en cuanto al comportamiento del subsector del petróleo y gas, el escenario ESC5 es el más ambicioso, y para el 2050, con la reducción considerable en la producción de petróleo y de gas natural, las emisiones generadas por la refinación de petróleo y el transporte de gas importado serán las actividades más predominantes de este sector.

📉 **Gráfico 3-51.** Evolución de los escenarios de carbono neutralidad por sector a 2050

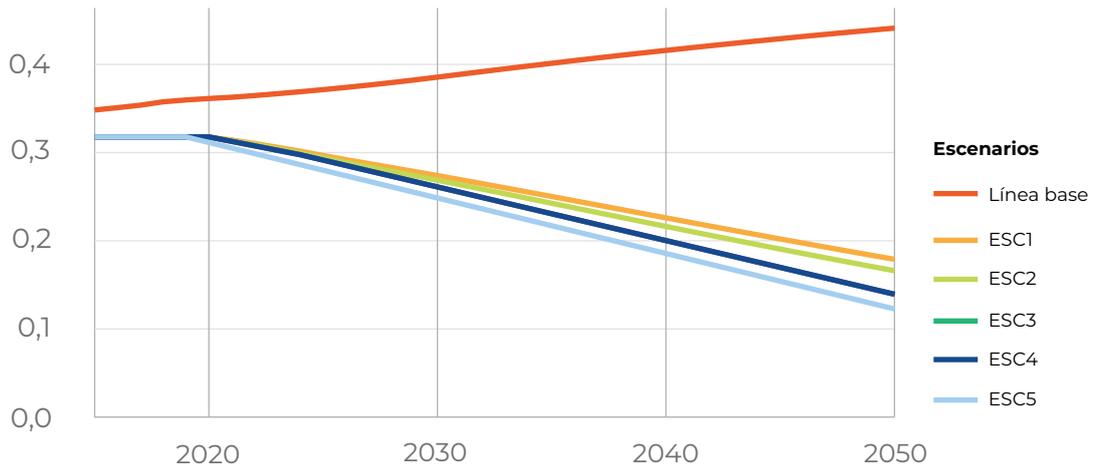


Emisiones MtCO₂eq

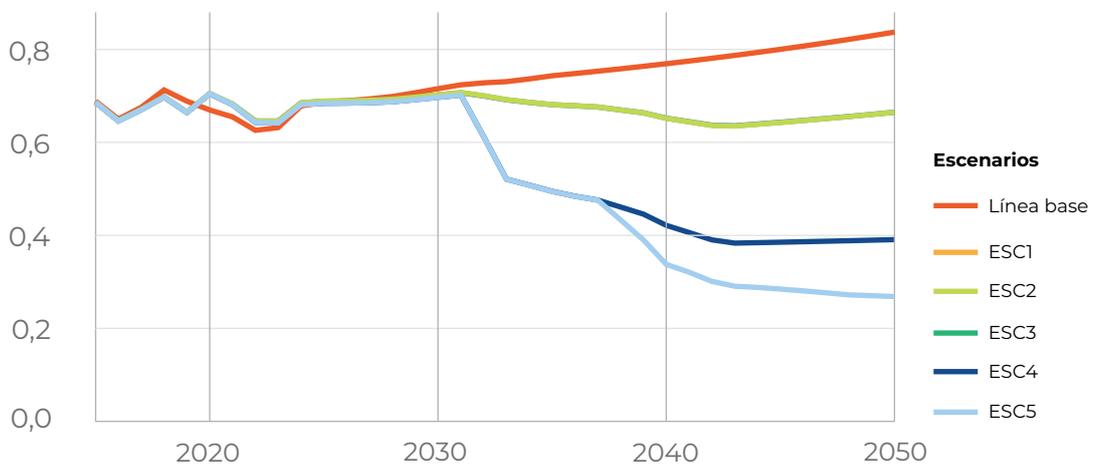
Carbón



Generación de electricidad-ZNI



Otros minerales



Fuente: elaboración propia

A. Proyección de los potenciales de mitigación por sector

En el caso de la generación de energía eléctrica, la diversificación de la matriz energética conlleva a que haya un mismo comportamiento en la reducción de emisiones, independientemente del escenario; sin embargo, los escenarios ESC4 y ESC5 son los más ambiciosos, con una reducción de 21 MtCO₂eq. Por otro lado, en cuanto a la gestión de la demanda y eficiencia energética, los potenciales de mitigación tienden a estabilizarse para 2050, entre 0,3 y 0,4 MtCO₂eq para eficiencia energética y entre 0,10 y 0,18 MtCO₂eq en gestión de la demanda, y en estas medidas, el escenario ESC3 genera mayores potenciales, debido a que es el escenario en el cual se proyectan más emisiones de centrales térmicas a 2050. Finalmente, en el Gráfico 3-52 se puede ver la evolución del potencial de reducción por la implementación gradual de CCUS a partir de 2041, aplicado únicamente en el escenario ESC5.

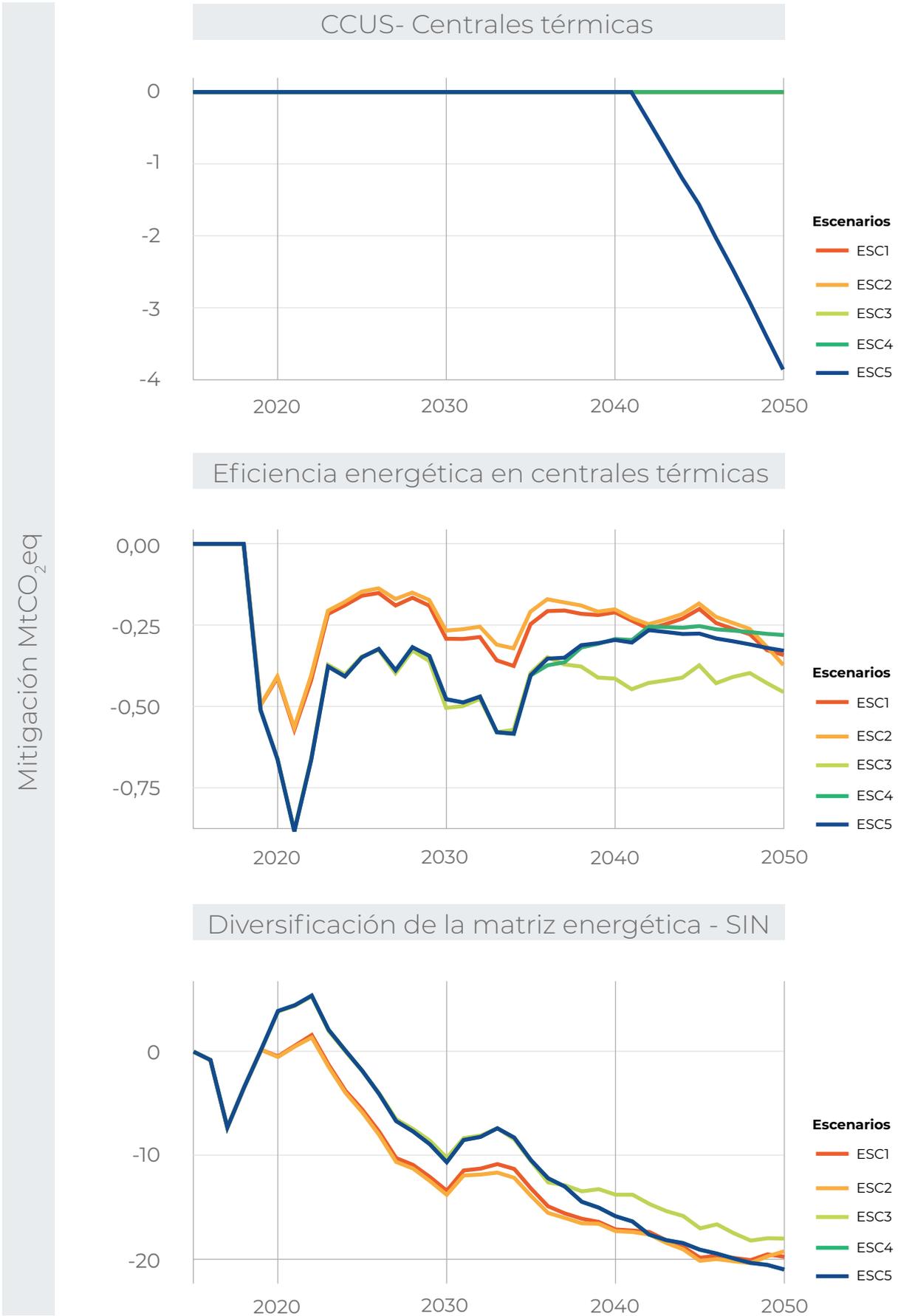
Estos resultados no integran los análisis realizados por CIAT (2021c), en cuanto a la disponibilidad de recurso hídrico a largo plazo para las cuencas donde se localiza la mayor capacidad de generación actual, en donde se puede observar que los valores extremos de caudal incrementan su

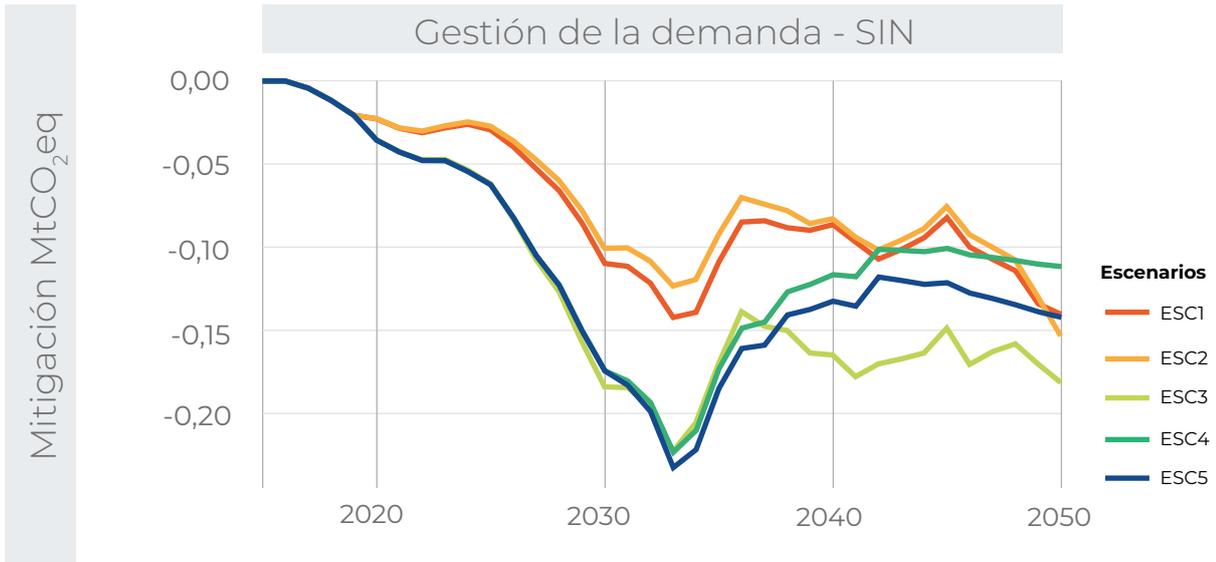
valor considerablemente comparado con la línea base del modelo. Para la cuenca del Cauca, los valores máximos de este escenario se encuentran por los 35000 m³/s que son mucho mayores a los 5000 m³/s observados en la línea base. Para la cuenca del Magdalena, los valores máximos de este escenario se encuentran por los 1500 mm por mes, que son mucho mayores a los 350 mm por mes observados en la línea base, esto implica que los valores estacionales serán cada vez más extremos para las cuencas Cauca-Magdalena; sin embargo, se espera que el valor promedio se mantenga muy cercano a la línea base.

Así mismo, tampoco tienen en cuenta los análisis asociados al impacto del incremento de la temperatura donde, si bien la información de consumo eléctrico a nivel municipal tiene limitantes, a través de modelos estadísticos es posible establecer que departamentos como Huila, Nariño, Cauca, Risaralda, Quindío, Bolívar, Sucre y Cesar, tienen consumos eléctricos sensibles al aumento de la temperatura. Dichas sensibilidades indican que cada grado centígrado de aumento de temperatura puede ocasionar aumentos de consumo eléctricos superiores al 10 % del consumo actual.



Gráfico 3-52. Evolución de los potenciales de mitigación a 2050 por medida para la generación de energía eléctrica en el SIN

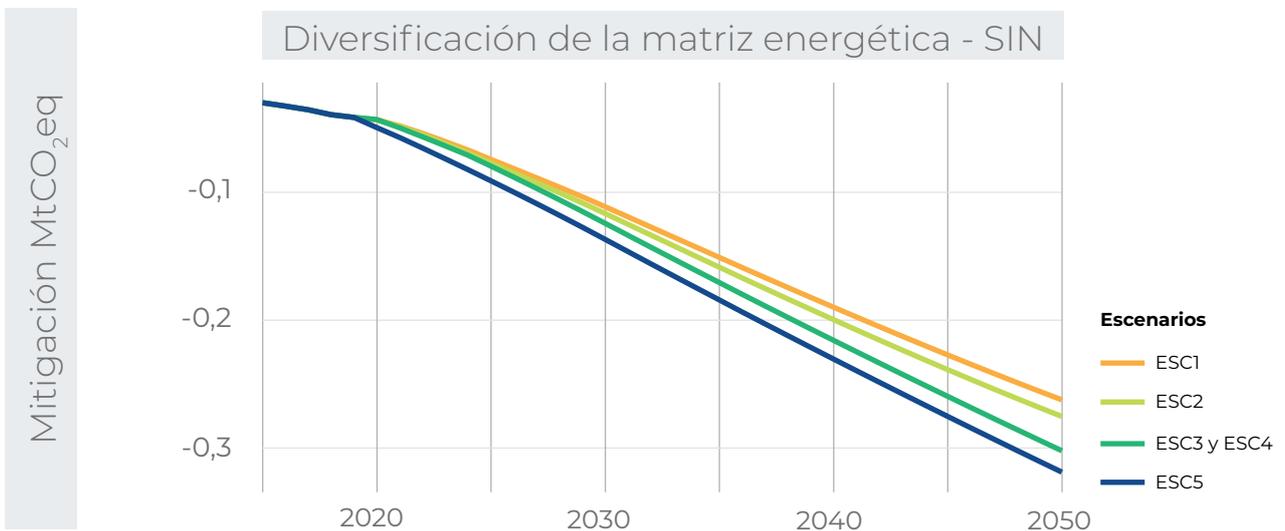




Fuente: elaboración propia

En cuanto a la generación de energía eléctrica en las ZNI, la única medida contemplada es la diversificación de la matriz energética, en donde el ESC5 es el más ambicioso, con un potencial de mitigación de 0,319 MtCO₂eq (ver Gráfico 3-53).

📌 **Gráfico 3-53.** Evolución de los potenciales de mitigación a 2050 -por medida- para la generación de energía eléctrica en las ZNI

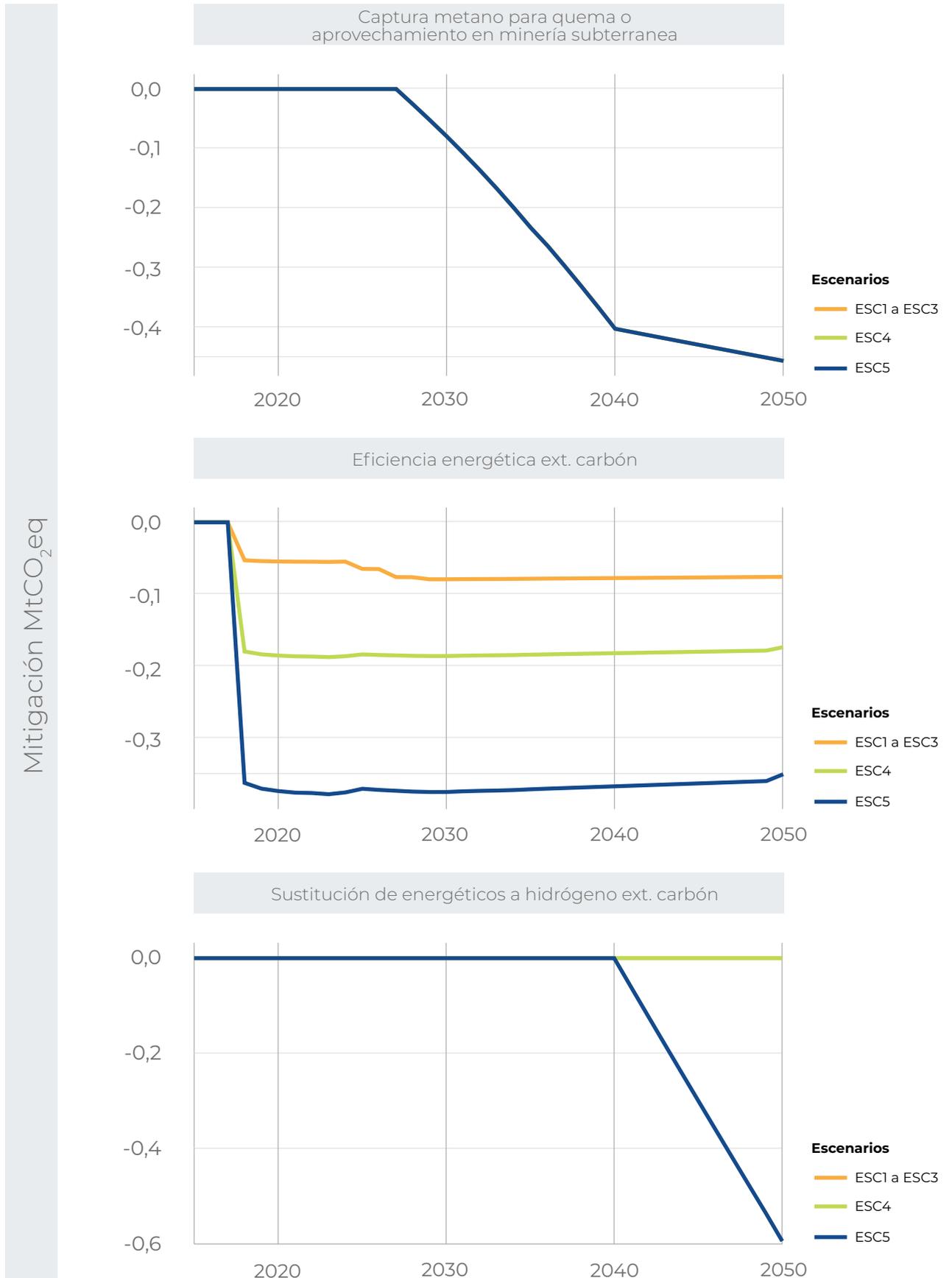


Fuente: elaboración propia

Para la de minería de carbón, la captura de metano para quema o aprovechamiento en la minería subterránea, tiene un potencial creciente a partir de 2030, hasta llegar a un valor de 0,459 MtCO₂eq para todos los escenarios; por otro lado, en cuanto a la eficiencia energética en la extracción de carbón, el escenario ESC5 es el más ambicio-

so, con un potencial cercano a los 0,35 MtCO₂eq. Sin embargo, la diferencia entre los potenciales para cada uno de los escenarios es muy baja, se encuentra entre 0,09 y 0,18 MtCO₂eq; el ESC5 también incluye la sustitución por hidrógeno de combustibles fósiles, alcanzando un potencial de 0,6 MtCO₂eq.

Gráfico 3-54. Evolución de los potenciales de mitigación a 2050 -por medida- para la minería de carbón

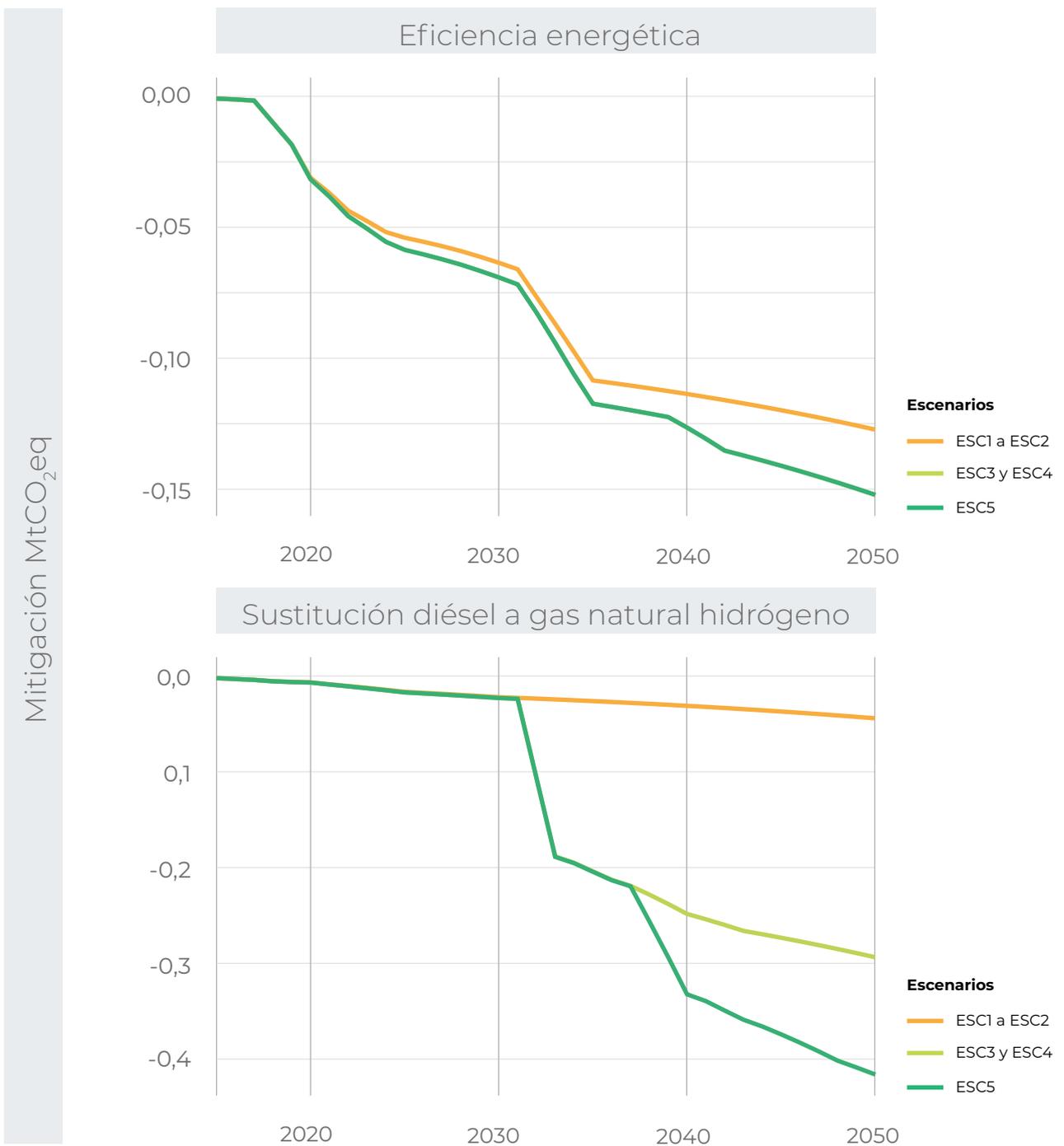


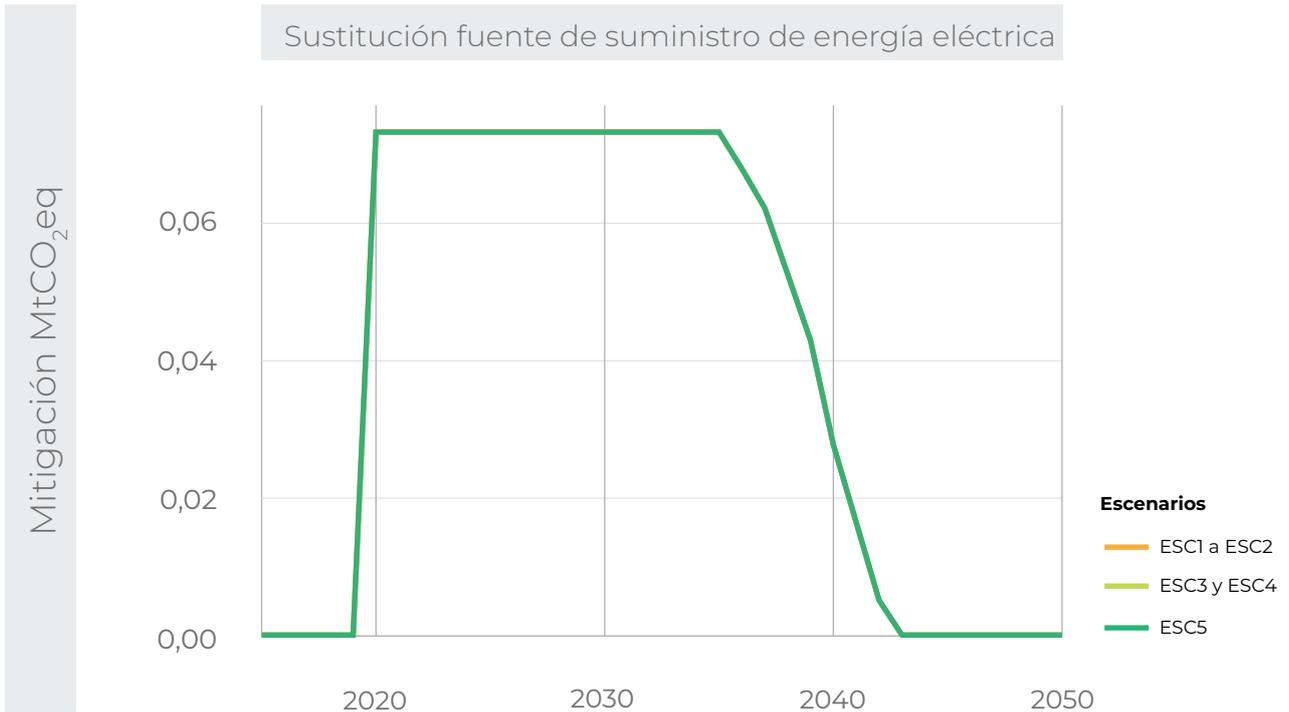
Fuente: elaboración propia

En el sector de otros minerales, se evidencia que el potencial de mitigación del ESC5 en medidas asociadas a la sustitución de energéticos, es el más ambicioso, y se diferencia de los otros escenarios desde el 2030. En términos generales, para los ESC1 y ESC2 se identifica un potencial de mitigación a 2050, mayor de 0,1 MtCO₂eq, y para los ESC3 al ESC5, un potencial mayor de 0,15MtCO₂eq, en

medidas asociadas a la eficiencia energética. Por otro lado, en sustitución de energéticos se puede alcanzar un potencial de mitigación de 0,4MtCO₂eq, bajo los supuestos del ESC5. Finalmente, se evidencia que las emisiones por implementación de proyectos de autogeneración eléctrica después del 2035 empiezan a descender hasta después del 2040, donde alcanza un valor de cero.

📉 **Gráfico 3-55.** Evolución potenciales de mitigación a 2050 -por medida- para otros minerales





Elaboración propia a partir de GIZ - MAPRIC (2021)

En el sector de petróleo y gas, el comportamiento de las medidas de mitigación es similar en los escenarios ESC1 a ESC5, dado que los porcentajes de mitigación por escenarios no fueron cambiados y las proyecciones de las variables energéticas para los escenarios de mitigación se mantuvieron como las proyecciones de la línea base. Para el 2050, existen medidas específicas que tenderán a no ser efectivas a la hora de reducir emisiones, como la implementación de unidades de recuperación de vapor (VRU), las prácticas en la apertura y cierre de pozos, la adecuación de plataformas *off-shore*, adecuación de deshidratadores, mejoras de bombas neumáticas, de inyección de químicos y sustitución de bombas *Kimray*, la reducción de quema de gases en antorchas y la eficiencia energética en la

extracción de petróleo y gas, ya que estas medidas están fuertemente influenciadas por las proyecciones de producción de petróleo y gas natural, las cuales se espera, según los escenarios proyectados, que disminuyan drásticamente a 2050. Por otro lado, las medidas que afectan el transporte de gas natural tienden a mantener un potencial de reducción considerable a 2050, evidenciado principalmente en la adecuación de compresores centrífugos y reciprocantes, la eficiencia energética en el transporte de gas en ductos y LDAR aplicado a los sistemas de transmisión. Finalmente, dado que se proyecta para el 2050 una refinación constante de petróleo, la eficiencia energética en la refinación se convertirá en una de las medidas más efectivas para alcanzar la carbono neutralidad en dicha fecha.



Gráfico 3-56. Evolución de los potenciales de mitigación a 2050 -por medida- para el sector de petróleo y gas



Escenarios ESC1 a ESC3 ESC4 ESC5



Escenarios ESC1 a ESC3 ESC4 ESC5



Fuente: elaboración propia

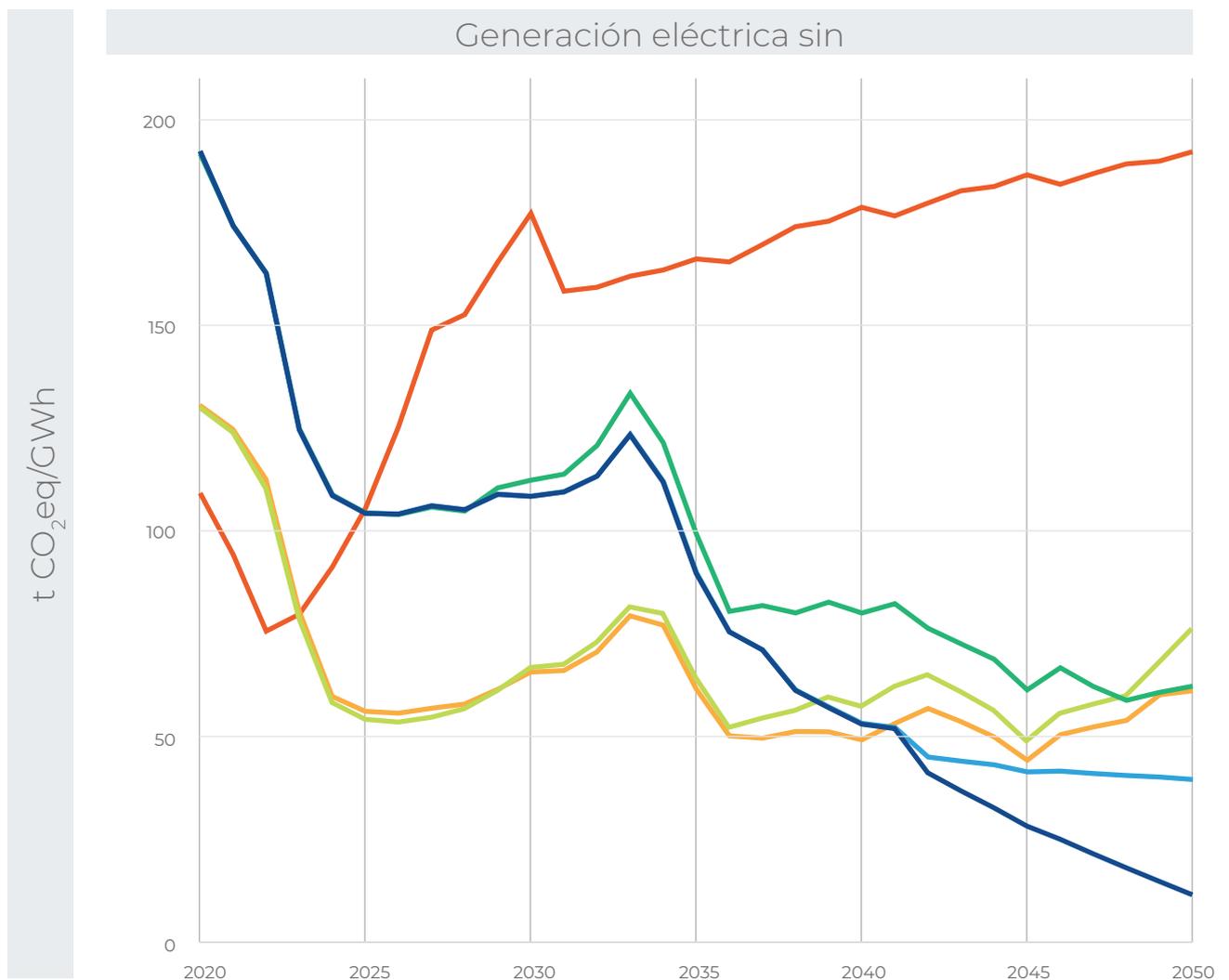
3.2.4 Emisiones por unidad de generación a 2050

Respecto a las emisiones generadas por cantidad producida propia de cada subsector, se tiene que, para el subsector de generación eléctrica, el valor de esta relación a 2050 para la línea base se estima igual a 192 tCO₂eq por cada GWh generado; sin

embargo, los valores para los diferentes escenarios de mitigación varían entre 11 y 87 tCO₂eq emitidos por cada GWh generado. La disminución es evidente respecto al 2020, donde los valores variaban entre 100 y 196 tCO₂eq, dependiendo del escenario.

📉 **Gráfico 3-57.** Tonelada de CO₂eq por cada GWh generado para cada escenario a 2050

— Linea base — ESC1 — ESC2 — ESC3 — ESC4 — ESC5

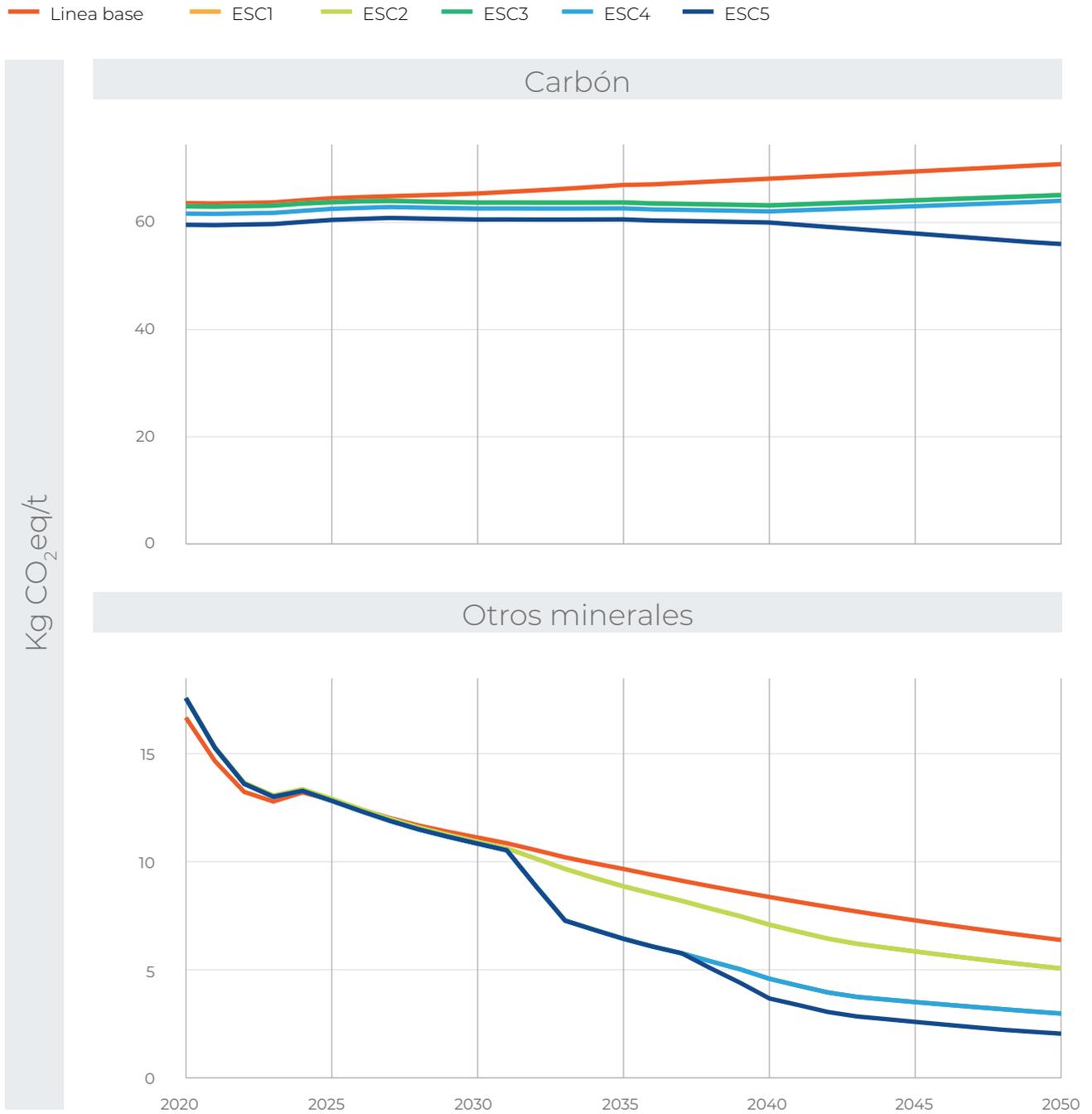


Fuente: elaboración propia

Respecto a las actividades mineras, se proyecta que para la minería de carbón se generen entre 55 y 65 KgCO₂eq por tonelada a 2050, dependiendo del escenario de mitigación; respecto a otros minerales, se tiene que este valor cambia

de emisiones entre 16,6 y 17,5 KgCO₂eq por tonelada generada en el 2020, a valores entre 2 y 5 Kg CO₂eq por tonelada en el 2050, dependiendo del escenario de mitigación.

Gráfico 3-58. Kg de CO₂eq generado por tonelada de mineral para cada escenario a 2050



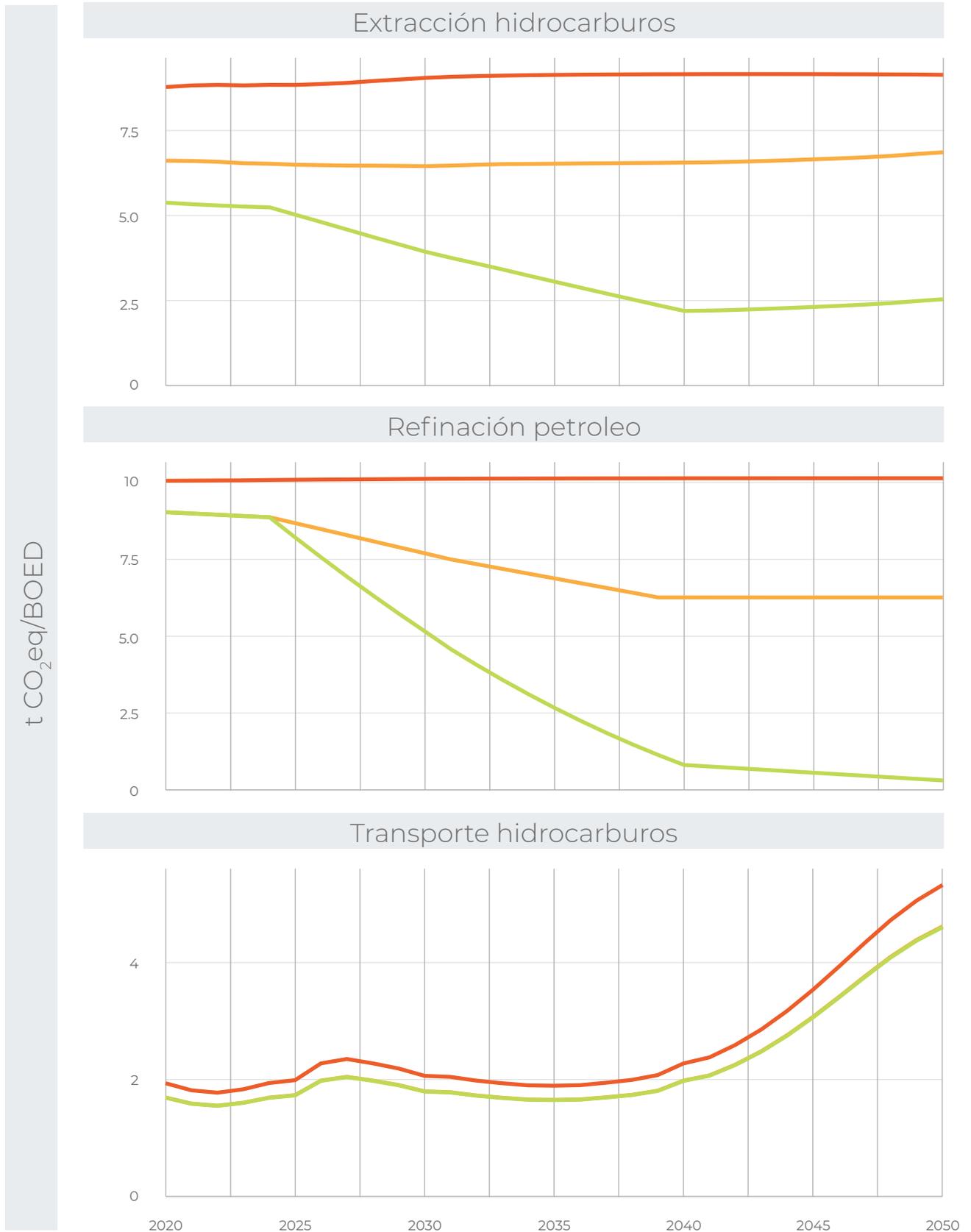
Fuente: elaboración propia

Finalmente, respecto al sector de hidrocarburos, se tiene que en actividades de extracción se generarán, en el 2050, entre 3 y 10 toneladas de CO₂eq por cada barril equivalente de petróleo extraído. Respecto a la refinación de petróleo, se evidencia un valor constante de esta intensidad en la línea base, para el 2050 las emisiones generadas por cada barril de pe-

tróleo refinado variarán entre 0,3 y 10 toneladas de CO₂eq; en el caso de transporte de hidrocarburos, se evidencia un aumento a 2050 de las emisiones por barril equivalente transportado, esto se debe a las emisiones fugitivas asociadas al transporte de gas por gasoductos, para 2050.

Gráfico 3-59. Tonelada de CO₂eq por barril equivalente de petróleo en diferentes segmentos del sector Petróleo & Gas para cada escenario a 2050

— Línea base — ESC1-ESC4 — ESC5



Fuente: elaboración propia



3.2.5 Estimación de compensaciones ambientales para la carbono neutralidad

Los potenciales de mitigación a 2050 de los diferentes escenarios planteados en este documento, independientemente de su grado de ambición, no logran por sí solos la carbono neutralidad del sector; por tal motivo, es necesario implementar acciones que permitan alcanzar emisiones netas iguales a cero para 2050. Para alcanzar dicho objetivo, se plantean como medidas adicionales las compensaciones forestales y el mercado de emisiones.

Respecto a las compensaciones ambientales, estas actúan como sumideros de carbono, permitiendo absorciones de CO₂ que pueden ser contabilizadas a favor del sector minero energético. Por otro lado, uno de los mecanismos que se ha definido para la reducción de GEI es el mercado de carbono, el cual se refiere a la compra y venta de créditos que representan la captura o emisión evitada de CO₂.

Se han realizado diferentes estudios por parte del Ministerio de Minas y Energía en la exploración del potencial de captura de las compensaciones ambientales y la contabilización de las absorciones de CO₂. Inicialmente, en el documento “Estimación del potencial de captura de remociones de gases efecto invernadero por la implementación de actividades de compensación impuestas como obligación ambiental al sector minero energético” (Ministerio de Minas y Energía, 2019a), se recolecta información sobre las actividades que han generado impactos ambientales y sus respectivas actividades de compensación, impuestas por la autoridad

ambiental en el marco del desarrollo de diferentes proyectos de empresas asociadas principalmente a los subsectores de generación eléctrica, minería de carbón e hidrocarburos. Con dicha información, se establece una metodología para cuantificar las emisiones asociadas al impacto ambiental, las absorciones derivadas de la actividad de compensación y el tiempo de repago, entendido como el tiempo donde las absorciones de la actividad de compensación igualan a la emisión de la actividad que generó el impacto. Para la estimación de dichas emisiones y absorciones, metodológicamente es necesario saber el tipo de cobertura vegetal sobre las cuales se hicieron las actividades, siendo las principales: bosque natural, herbazal, arbustal, cultivos, pasto y plantación forestal. Dependiendo del tipo de cobertura, la capacidad de absorber CO₂ por hectárea cambiará considerablemente; en este contexto, se identifica que, de las coberturas mencionadas, bosque natural es aquella con la mayor capacidad de absorción de CO₂ por hectárea, con un valor de 565 tCO₂eq/ha. Igualmente, se identifica que la capacidad de absorción de CO₂ del tipo de cobertura promedio con la cual las empresas del sector realizan han realizado sus compensaciones obligatorias (según los registros actualizados sobre los cuales se tiene información), es de 342 tCO₂/ha. Para finalizar, se destaca que se establece en la metodología un periodo de 20 años en el cual la captura de CO₂ está relacionada con el crecimiento de la biomasa de la cobertura, después de este tiempo se asume que no se dan más absorciones.

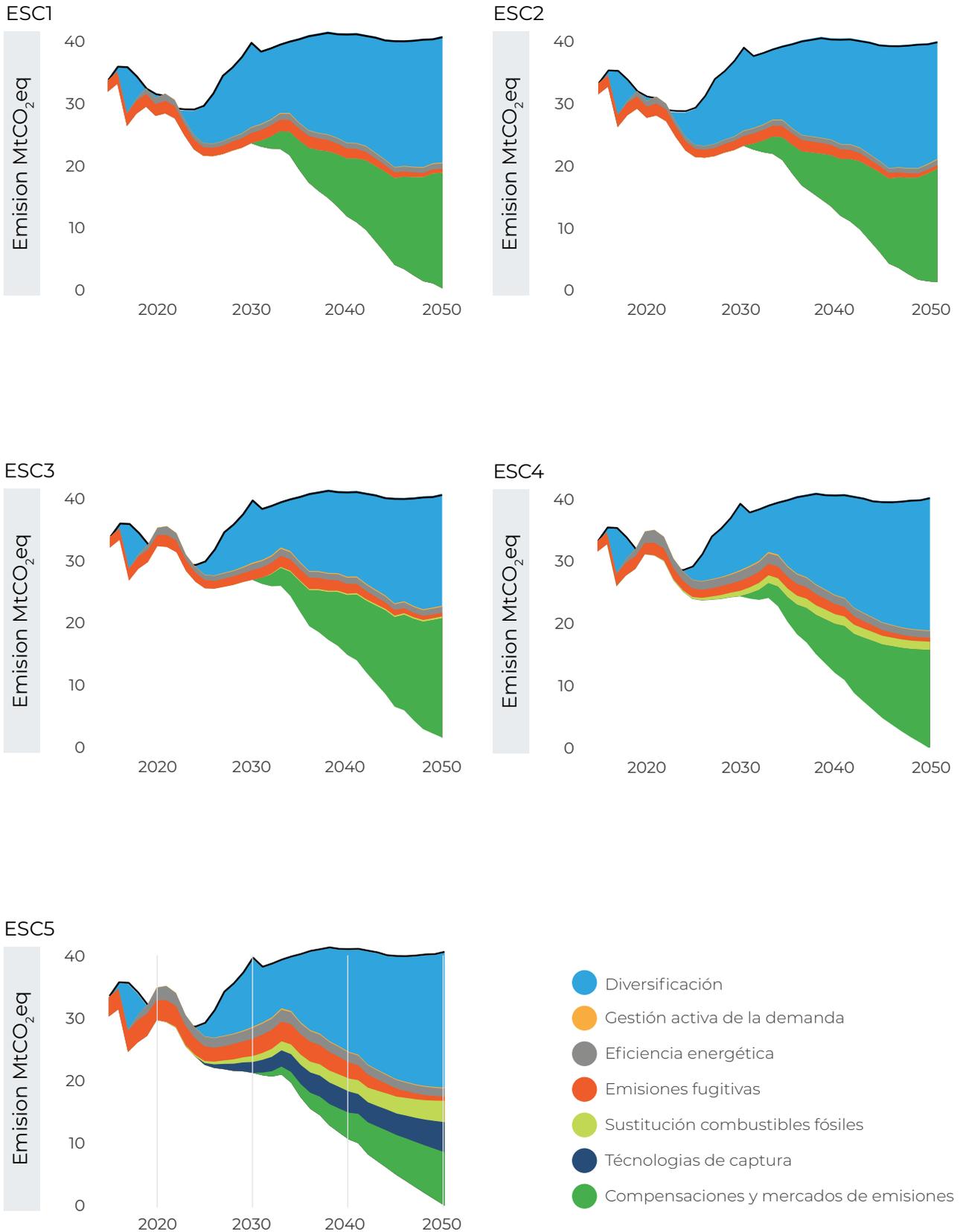
En un segundo documento, “Estimación de la adicionalidad temporal del potencial de captura de remociones de gases efecto invernadero por la implementación de actividades de compensación impuestas como obligación ambiental al sector minero energético” (Ministerio de Minas y Energía, 2019b), se menciona la característica de adicionalidad que deben tener las absorciones, para poder ser contabilizadas en el balance de emisiones netas. A pesar de que se den absorciones netas positivas en el marco de proyectos de compensación ambiental, estas no pueden ser contabilizadas si no se puede demostrar adicionalidad sobre las mismas. En este documento, la adicionalidad adquiere un significado alrededor de la intención de demostrar que los proyectos de mitigación arrojan un resultado que no hubiese existido, si este mismo no se hubiese ejecutado identificando aspectos como “área de cobertura” y “cantidad de tiempo”, es decir, sabiendo que la adicionalidad re-

presenta un esfuerzo para obtener absorciones adicionales a las obligaciones impuestas, es posible ampliar el área de cobertura de la compensación o extender el periodo de manutención, mantenimiento y supervisión de los proyectos impuestos por el deterioro de un sistema (Ministerio de Minas y Energía, 2019b).

Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente, para la estimación de las compensaciones forestales necesarias para alcanzar la carbono neutralidad, se considera el criterio de adicionalidad de “área de cobertura”, asumiendo que desde el sector se realizan compensaciones enteramente voluntarias para alcanzar la carbono neutralidad a 2050. La siguiente gráfica resume el camino a la carbono neutralidad de los diferentes escenarios planteados en este documento, presentando el potencial de mitigación de cada tipo de medida y su aporte al objetivo de emisiones netas iguales a cero, en el 2050.



📉 **Gráfico 3-60.** Participación de medidas de mitigación para la carbono neutralidad del sector a 2050 para cada escenario



Fuente: elaboración propia

La grafica anterior muestra, para cada uno de los escenarios, el aporte de cada una de las medidas de mitigación para alcanzar la carbono neutralidad a 2050. El borde superior de la gráfica representa la línea base modelada en este documento y las áreas de colores, las

emisiones evitadas por cada tipo de medida de mitigación. La siguiente tabla presenta el porcentaje de mitigación asociado a cada medida, en cada escenario, estimado como necesario para alcanzar la carbono neutralidad a 2050.

 **Tabla 3-41.** Porcentaje de reducción sobre las emisiones de la línea base a 2050 por la implementación de las diferentes medidas de mitigación para cada escenario

Medida de mitigación	ESC1	ESC2	ESC3	ESC4	ESC5
Diversificación	50,1 %	48,8 %	45,8 %	53,3 %	53,3 %
Gestión activa de la demanda	0,4 %	0,4 %	0,5 %	0,3 %	0,4 %
Eficiencia energética	2,1 %	2,2 %	2,4 %	2,7 %	3,2 %
Emisiones fugitivas	1,5 %	1,5 %	1,5 %	1,5 %	1,7 %
Sustitución de combustibles fósiles	0,1 %	0,1 %	0,7 %	3,3 %	8,4 %
Tecnologías de captura	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	11,9 %
Compensaciones y mercados de emisiones	45,7 %	46,9 %	49,0 %	38,9 %	21,1 %

Fuente: elaboración propia

Respecto a las emisiones proyectadas para la línea base a 2050 y el objetivo de carbono neutralidad para el mismo año, aproximadamente una reducción del 50 % de las emisiones es posible a partir de medidas de mitigación asociadas a la diversificación energética. Se evidencia, igualmente, que las medidas de mitigación relacionadas con la gestión activa de la demanda, la eficiencia energética y las emisiones fugitivas (para aquellos subsectores que apliquen), permiten en promedio una reducción de las emisiones entre 3 % y 5 %, dependiendo del escenario respecto a la línea base para el 2050. Las tecnologías de captura y la sustitución de combustibles fósiles, se consolidan como medidas de mitigación importantes en el ESC5, en cuanto permiten la reducción del 11,9 % y 8,4 % de las emisiones de la línea base, relajando el porcentaje de participación de las compensaciones forestales y mercados de emisiones; esta última medida de mitigación representa una disminución de las emisiones de la línea base a 2050, entre el

39 % y el 47 % para los escenarios ESC1 al ESC4, y un total del 21 % para el ESC5. Las medidas de mitigación, relacionadas con la diversificación energética y las compensaciones y mercados de emisiones, se consolidan como las más importantes para el objetivo de la carbono neutralidad del sector.

Para el cálculo de las absorciones derivadas de las actividades de compensación voluntaria, se consideró que el año de inicio de las mismas es el 2030, esto por el tiempo establecido metodológicamente de 20 años en el cual ocurre el crecimiento de la biomasa (Ministerio de Minas y Energía, 2019a). La siguiente tabla muestra la tasa de forestación anual necesaria, desde el 2030, de la cobertura bosque natural y de la cobertura promedio con la que el sector ha realizado actividades de compensación impuestas, para alcanzar la carbón neutralidad a 2050. Igualmente, en cada caso, se presenta el área acumulada a 2050 de las actividades de compensación voluntarias.

↓ **Tabla 3-42.** Tasa anual de compensación voluntaria desde el 2030 y área acumulada a 2050 para la carbono neutralidad de los escenarios contemplados dependiendo del tipo de cobertura usada

Cobertura	Tipo	ESC1	ESC2	ESC3	ESC4	ESC5
Bosque natural	Tasa anual desde 2030 (ha/año)	32.381	33.230	34.678	27.565	14.935
	Área acumulada a 2050	647.611	664.602	693.558	551.292	298.690
Promedio compensación MME	Tasa anual desde 2030 (ha/año)	53.385	54.786	57.172	45.445	24.622
	Área acumulada a 2050	1.067.698	1.095.711	1.143.449	908.900	492.442

Fuente: elaboración propia

Debido al alto contenido de carbono de la cobertura bosque natural, las extensiones estimadas para esta son menores que si se considera la cobertura promedio con la que las empresas asociadas al sector minero energético han realizado las actividades de compensación impuestas. Se destaca que, para los ESC1 a ESC3, las hectáreas acumuladas de bosque natural necesarias para la carbono neutralidad varían entre las 640 000 y 695 000 hectáreas; el ESC4 requiere de una extensión de 551.292 hectáreas y el ESC5, de aproximadamente 298 000 hectáreas. En cuanto a la cobertura promedio del sector, se identifica que los escenarios ESC1-EC3 presentan áreas acumuladas, a 2050, por encima de 1 000 000 de hectáreas, el ESC4 ronda las 900.000 hectáreas y el ESC5 las 500.000 hectáreas.

Respecto a las áreas presentadas anteriormente, las extensiones acumuladas a 2050 tienen la capa-

cidad de absorber las emisiones estimadas para cada uno de los escenarios contemplados; como es evidente, existen alternativas diferentes para llegar a esta área acumulada a 2050, sin embargo, empezar desde el 2030 es aquella que implica una menor tasa de compensación voluntaria anual.

Tal y como se presentó en la Tabla 3-40, se conoce una estimación de las emisiones a 2050 de cada uno de los subsectores, para cada uno de los escenarios, contemplados en este documento. Por tal motivo, es posible estimar las compensaciones voluntarias para cada subsector de manera que se alcance la carbono neutralidad a 2050, considerando el inicio de las actividades de compensación voluntarias desde el 2030. La siguiente tabla resume la tasa de compensación anual de bosque natural necesaria por cada subsector, en cada escenario, para alcanzar la carbono neutralidad a 2050.

↓ **Tabla 3-43.** Tasa anual de compensación voluntaria de bosque natural necesaria desde el 2030 para cada subsector en los diferentes escenarios para la carbono neutralidad a 2050

Sector	ESC1	ESC2	ESC3	ESC4	ESC5
Carbón	10.740	10.740	10.740	10.568	9.202
Otros minerales	1.177	1.177	692	692	474
Generación de electricidad - SIN	11.796	12.671	14.650	9.814	2.853
Generación de electricidad - ZNI	317	292	246	246	216
Petróleo y gas natural	8.350	8.350	8.350	6.244	2.189
Total	32.381	33.230	34.678	27.565	14.935

Fuente: elaboración propia

En general, se observa que al aumentar el grado de ambición en la aplicación de las diferentes medidas de mitigación, existe una disminución en la tasa requerida de compensaciones voluntarias. El ESC5, al incluir porcentajes de aplica-

ción más ambiciosos en las diferentes medidas de mitigación contempladas, requiere tasas anuales de compensación voluntaria menores para todos los subsectores, respecto a los demás escenarios.

3.2.6 Curvas de costos de abatimiento

En esta sección se presentan las curvas de costo marginal de abatimiento (MACC, por sus siglas en inglés), una herramienta de toma de decisiones que muestra el costo marginal de mitigar o evitar cierta cantidad de emisiones en forma de gases de efecto invernadero, por medio de una medida

específica. El costo de abatimiento será positivo cuando hay que generar inversiones para lograr la meta de abatimiento, o será negativo cuando la ejecución de la medida genera beneficios en forma de ahorros en el consumo de combustibles o energía, o por eficiencia energética.

3.2.6.1 Metodología

Los principales insumos para el desarrollo de este ejercicio son: potenciales de mitigación estimados en secciones anteriores, ejercicio curvas MACC realizado en el año 2018, Plan Energético Nacional (PEN 2020-2050) y literatura nacional

e internacional; además, se contó con un proceso de validación de expertos en las diferentes temáticas de mitigación. Para definir la tasa de descuento se usaron los valores propuestos por el PEN2050:

 **Tabla 3-44.** Tasas de descuento por escenario

Tasa de descuento		
Base		5,60 %
ESC1	Actualización	5,60 %
ESC2	Modernización	5,60 %
ESC3	Inflexión	5,60 %
ESC4	Disrupción	6,40 %
ESC5		6,40 %

Fuente: UPME, 2021

Cada medida tiene diferentes particularidades y niveles de disponibilidad de información distintos, por esta razón, cada una requirió de un tratamiento particular en cuanto al origen de los datos y los supuestos tomados, pero conservando la metodología seleccionada. De forma general se puede describir la metodología usada como:

[Ec. 21]
$$MACC = \frac{C}{EM}$$

Donde MACC es el costo marginal de abatimiento, C es el valor presente neto en dólares de 2019, del costo adicional relacionado con la aplicación de la estrategia, con los componentes CAPEX y OPEX. En los casos donde es aplicable, se incluye el ahorro de energía en forma de combustible o en forma de reducción de la demanda. EM es la cantidad de emisiones mitigadas por la aplicación de la estrategia en tCO₂eq.

3.2.6.2 Supuestos

Diversificación de la matriz energética SIN

Para calcular el costo de esta estrategia se hace una búsqueda bibliográfica sobre los valores de referencia de costos de inversión (CAPEX) y los de operación y mantenimiento (OPEX fijo y OPEX variable), para cada tecnología propuesta en el PEN. Estos son factores que dependen de los valores de capacidad instalada y de la proyección de generación de energía eléctrica. El costo total se calcula como la suma del valor presente neto de CAPEX, OPEX fijo y OPEX variable. Los beneficios, por otro lado, se calculan con las proyecciones de precios de combustible del PEN y la cantidad de combustible ahorrado por reducción en la participación de tecnologías de generación térmica.

Se aplica un factor de mejora tecnológica sobre los precios de inversión de 1,5 %, que representa la reducción en el precio de las tecnologías en el tiempo; este factor se aplica de forma generalizada, aunque se establece que algunas tecnologías presentan una tasa de mejora tecnológica mayor que otras.

En esta etapa, se hace revisión de los costos de la tecnología de generación nuclear para ajustar los valores a las recomendaciones, para Colombia, de expertos en el área, que sugirieron tomar como referencia la tecnología de reactores modulares de pequeña escala.

Se propone que la tecnología de generación de energía por hidrógeno sea la electrólisis (hidrógeno verde), la cual es cero emisiones y de costo moderado. Existen tecnologías de hidrógeno basadas en combustibles térmicos, pero estas generan contaminación en forma de gases de efecto invernadero que no es posible cuantificar con la información disponible.

Diversificación de la matriz energética ZNI

Para las Zonas No Interconectadas, solo se tuvo en cuenta la participación del diésel, principalmente por la disponibilidad de información. El

costo será el mismo de una planta de generación térmica convencional y los beneficios se calculan como el precio de la cantidad de combustible diésel que se deja de consumir.

Carbon Capture, Usage and Storage (CCUS)

Con base en la consulta con expertos en CCUS, se considera que el uso convencional del CO₂ capturado es su inyección para la extracción de petróleo, cuyos costos difieren con cada método de generación térmica. Consecuentemente, se separa la matriz de costos para gas natural y otras tecnologías térmicas; el costo medio en gas natural, que comprende la captura para purificación del gas, transporte e inyección, es de 20 USD/tCO₂eq, y para térmicas, que comprende la captura del CO₂, el transporte e inyección, es de 98.5 USD/tCO₂eq. Valores estos, obtenidos de literatura técnica y la consulta con expertos. Para el carbono capturado, los beneficios se calculan con el precio de venta de 0,023 USD/KgCO₂, en el que el gas no está purificado.

Captura de metano para quema o aprovechamiento en minería subterránea

En este elemento, se usa un valor de referencia de costos proveniente del estudio de la UPME sobre estrategias para el aprovechamiento del gas metano asociado a los mantos de carbón en explotaciones bajo tierra. En este caso, no se tienen en cuenta beneficios adicionales por venta de metano capturado, porque ya están incluidos en el costo neto encontrado en el estudio, ni las emisiones adicionales por la quema del metano capturado.

Eficiencia energética en producción y transporte de petróleo y gas

Se toman como base las medidas contempladas en el primer ejercicio de curvas MACC, realizado por Minenergía en el año 2018. En este ejercicio, ya se tienen en cuenta los beneficios por la reducción en el consumo de combustible, por lo que no se contabilizan beneficios adicionales.

Eficiencia energética en extracción de carbón

Se toman como base las medidas contempladas en el primer ejercicio de curvas MACC, realizado por Minenergía en el año 2018, escalando el valor a las metas de abatimiento de cada escenario. En el ejercicio anteriormente mencionado ya se tienen en cuenta, dentro del valor de abatimiento, los beneficios por la reducción en el consumo de combustible, por lo que no se contabilizan nuevamente.

Eficiencia energética en centrales térmicas

Los costos de esta medida se toman del estudio realizado por E2 en el año 2019. Se hace un promedio ponderado de todas las alternativas y se llega a un solo valor de abatimiento, que se escala a las metas actuales de abatimiento. Los beneficios se determinan a partir de información de reducción en el consumo de combustible y datos de precios de los combustibles del PEN.

Eficiencia energética en refinerías

Se toman como base las medidas contempladas en el primer ejercicio de curvas MACC, realizado por Minenergía en el año 2018, con el beneficio adicional del ahorro de combustible determinado a partir de información de reducción en el consumo de combustible y datos de precios de los combustibles de la matriz de costos del PEN.

Gestión activa de la demanda

Se toma como referencia el ejercicio realizado por Colombia inteligente, en el año 2018, sobre medidores inteligentes. Se hace una proyección de los beneficios y los costos de implementar esta medida, y se extrae el valor de beneficios y costos en USD/tCO₂eq. El valor de abatimiento resultante se aplica a las metas de abatimiento de cada escenario.

Emisiones fugitivas

Los costos se calculan con los valores de implementación de medidas y tecnologías descritos

en EPA, en el año 2019, intervenidos por expertos en emisiones fugitivas, que realizan un labor de nivelación y estimación de costos para medidas faltantes. La cantidad de tecnologías reemplazadas o de eventos de operación y mantenimiento ejecutados, se toma de la herramienta *Country Methane Abatement Tool*, de CATF, con la que se estimaron inicialmente las metas de mitigación.

Soluciones basadas en la naturaleza

Se toma como supuesto principal que la meta de mitigación equivale a todas las emisiones que no son abatidas por medio de las demás medidas. Los valores de costos se toman de estudios nacionales y se dividen en costos de establecimiento, mantenimiento y aislamiento. Se propone que se realizarán labores de siembra los primeros 10 años del proyecto (2020-2030), y que durante los demás años se mantendrá la captura de GEI por los bosques cultivados. Durante los primeros años, se tendrá un déficit de abatimiento y se tendrá que pagar el impuesto al carbono; con la maduración de los cultivos y la expansión del área cultivada, se llegará a un estado de abatimiento adicional. El abatimiento neto, en cada escenario, será igual a las emisiones no mitigadas durante todo el periodo.

Ferroaleaciones y pétreos (disminución demanda energética, sustitución de energéticos y sustitución fuente de suministro de energía eléctrica)

Se calculan los costos y ahorros potenciales basándose en la hoja de cálculo desarrollada por *COMO Consult* (2021), en la que se presenta un nivel de costos por unidad de emisiones [USD2015/tCO₂eq]. Con estos factores de costos, y por categoría, se obtiene el costo total a partir de la proyección mitigación. La medida de sustitución de la fuente de suministro de energía eléctrica no se incluye en las curvas marginales de abatimiento debido a que representa un aumento de las emisiones, no una reducción, por lo que se contabiliza en el costo y abatimiento total, pero no en los productos gráficos.

3.2.6.3 Resultados

A continuación, se muestran los resultados de costos de abatimiento y la meta de abatimiento tenida en cuenta en cada caso.

↓ **Tabla 3-45.** Dólares por tonelada mitigada (USD/tCO₂eq)

Costos marginales de abatimiento	ESC 1	ESC 2	ESC 3	ESC 4	ESC 5
	USD/tCO ₂ eq				
Diversificación ZNI	9,69	9,04	8,09	8,09	6,91
Diversificación SIN	42,84	41,39	74,21	78,83	85,34
Captura y aprovechamiento de metano en minería	14,04	14,04	14,04	14,04	14,04
Ef. Ext.carbón	40,62	40,62	40,62	40,62	40,62
Ef. Producción y transporte P&G	8,55	8,55	8,55	8,55	8,55
Ef. Refinerías	8,54	8,54	8,54	8,54	8,54
Ef. Térmicas	147,61	148,08	149,17	148,89	146,99
E.Fugitivas. Adecuación de equipos	22,25	22,25	22,25	22,25	16,32
E.Fugitivas. LDAR	7,07	7,07	7,07	7,07	7,07
E.Fugitivas. Mejora de prácticas	6,11	6,11	6,11	6,11	6,11
E.Fugitivas. Mejora tecnológica	7,21	7,21	7,21	7,21	7,21
Gestión activa de la demanda	-28,18	-68,77	-6,00	-43,47	-20,70
Soluciones basadas en la naturaleza	12,42	12,42	12,41	12,29	12,23
Disminución demanda energética (Ferroaleaciones y pétreos)	-63,42	-63,42	-63,42	-63,42	-63,42
Sustitución de energéticos (Ferroaleaciones y pétreos)	-24,14	-24,14	-24,14	-24,14	-24,14
Sustitución fuente de suministro de energía eléctrica (Ferroaleaciones y pétreos)	-47,76	-47,76	-47,76	-47,76	-47,76
CCUS					67,12

Fuente: elaboración propia

Tabla 3-46. Resumen de los costos y abatimiento a nivel de escenarios

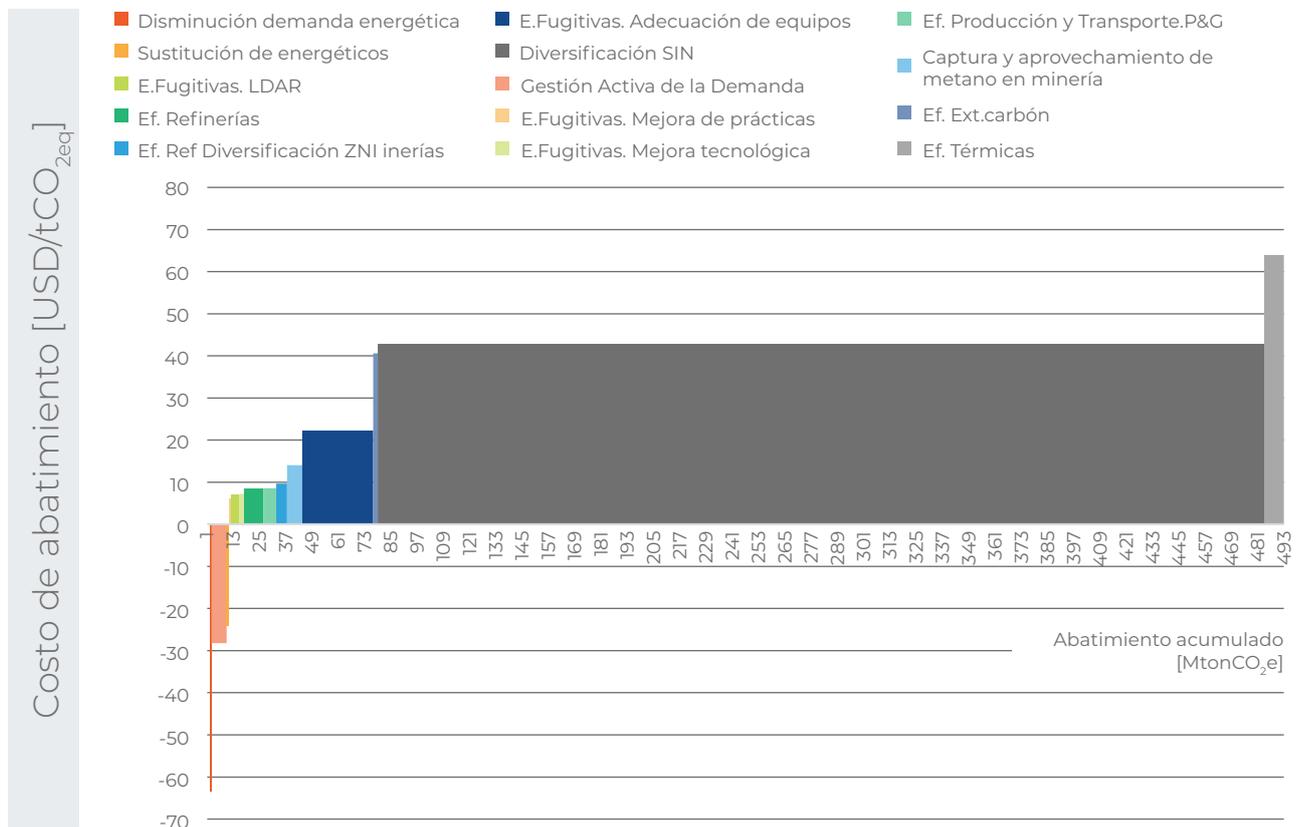
Resumen de resultados	ESC 1	ESC 2	ESC 3	ESC 4	ESC 5
Costo [Millones de USD]	27.904,85	27.301,29	35.209,83	37.671,11	38.153,91
Emisiones abatidas totales [Mt CO ₂ eq]	1.202,00	1.201,95	1.206,12	1.178,98	1.091,32
Emisiones abatidas por soluciones basadas en la naturaleza [Mt CO ₂ eq]	-721,77	-712,32	-804,45	-734,70	-610,77
Emisiones abatidas por las medidas de mitigación [Mt CO ₂ eq]	480,23	489,63	401,67	444,29	480,55

Fuente: elaboración propia

A continuación, se muestran los productos gráficos obtenidos durante el ejercicio: en el eje vertical se muestra el costo de abatimiento, en dólares de 2019, por tonelada de dióxido de carbono equivalente (USD/tCO₂e), y en el eje horizontal se muestra el abatimiento acumulado en megatoneladas de dióxido de carbono equivalente (MtCO₂e). En la

curva, las medidas se ordenan de menor a mayor costo, lo que sirve para el análisis de cuáles se deben aplicar primero; el costo total de aplicar una medida es la multiplicación del ancho del polígono de la medida (abatimiento acumulado por la medida MtCO₂e), por el alto del mismo polígono (costo de abatimiento de la medida).

Gráfico 3-61. Curva MACC escenario 1

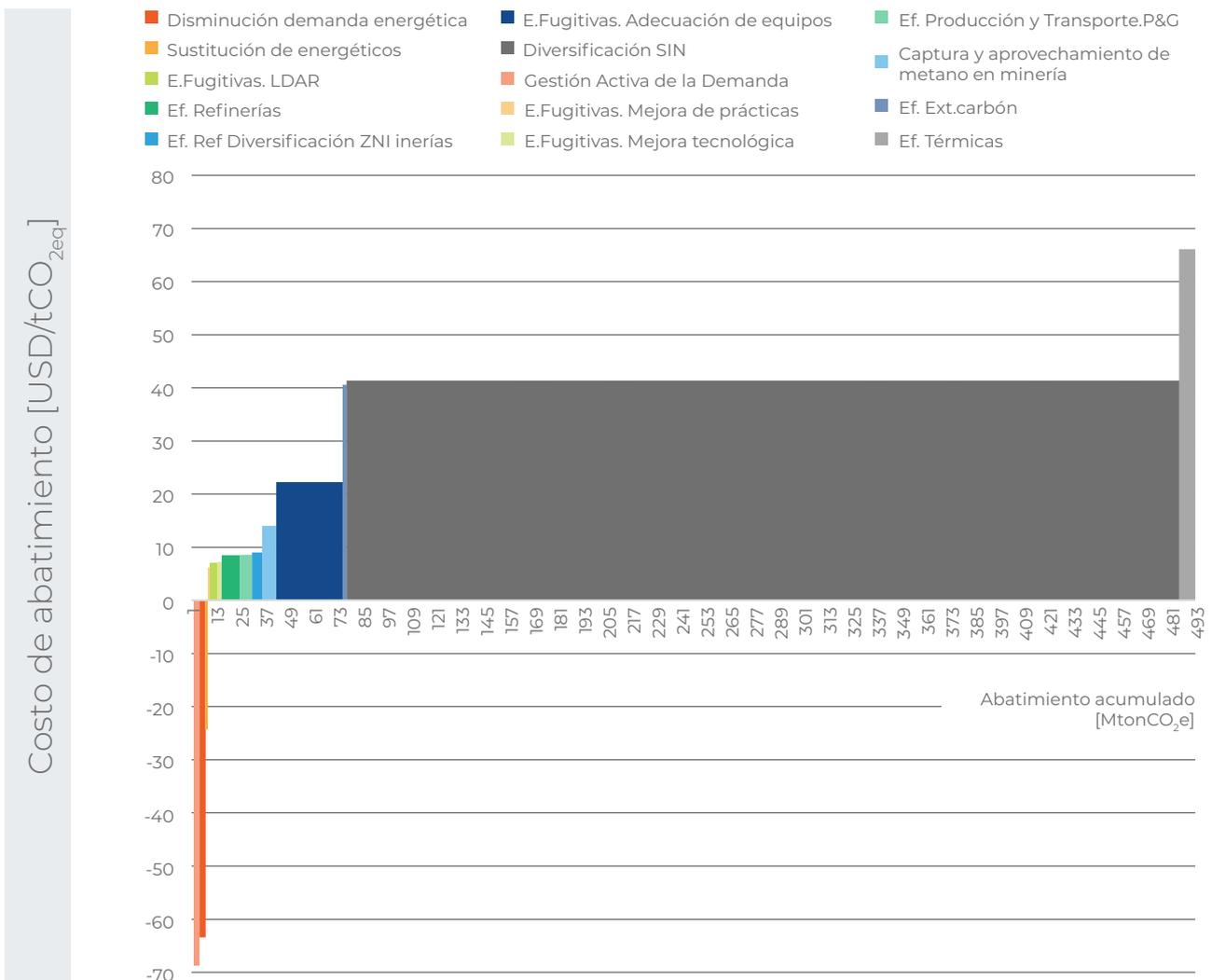


Fuente: elaboración propia

En este escenario se puede evidenciar el comportamiento general de todos los escenarios. Se observan generalmente en estudios similares valores de ahorros y valores menores en las metodologías de mejora de la eficiencia, seguido por los métodos de compensaciones forestales y secuestro de carbono, luego se observan las tecnologías renovables y, por último, las disruptivas. En este caso, las distintas medidas sobre eficiencias tienen particularidades muy diversas: las medidas sobre ferroaleaciones y pétreos tienen valores negativos o de ahorro, las referentes a refinerías, producción y transporte de petróleo y gas, tienen valores bajos, y las de extracción de carbón y generación térmica, tienen valores más altos; este comportamiento, que podría verse como una anomalía, está basado en labores de consultoría que le confieren

mayor robustez. La medida de diversificación de la matriz energética está constituida, tanto por tecnologías disruptivas como convencionales y no convencionales, de ahí que su costo de abatimiento sea alto en comparación a otras medidas; este factor hace necesaria la desagregación de esta medida a través de otra metodología pertinente, aquí llamada “curva de costo marginal de abatimiento por tecnología de referencia”. Por último, las medidas regularmente no se encuentran en estudios similares, por lo que pueden clasificarse como no convencionales (emisiones fugitivas y captura y aprovechamiento de metano en minería). Toman una posición media en la gráfica, como es de esperarse para medidas con un desarrollo tecnológico maduro, pero en su etapa inicial o media de adaptación.

Gráfico 3-62. Curva MACC escenario 2

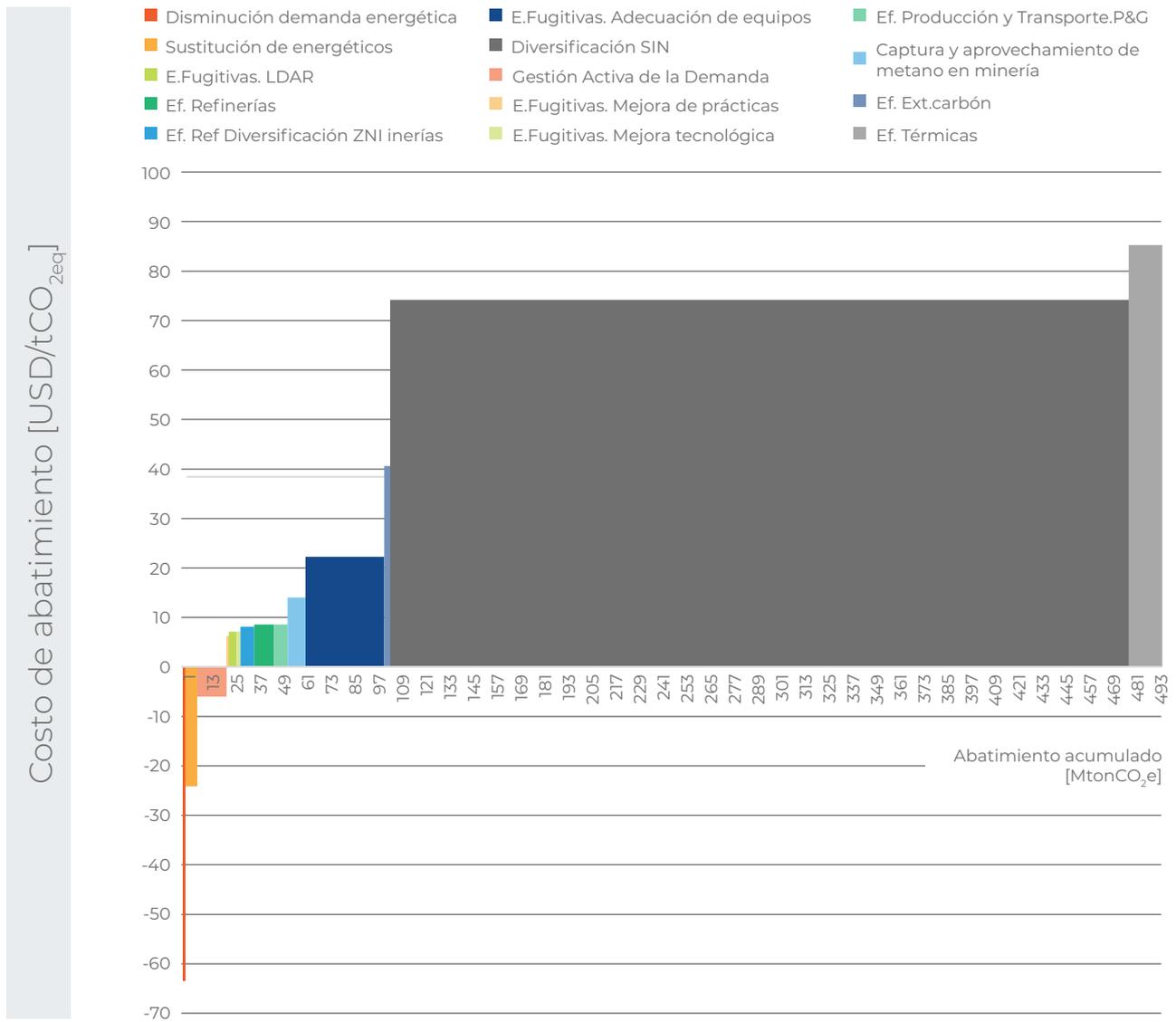


Fuente: elaboración propia

El escenario 2 guarda la particularidad de exagerar las diferencias entre las medidas observadas en el escenario 1. Aunque la secuencia de los costos de las medidas no cambia radicalmente, se pueden observar valores más altos para medidas de mediana representatividad, como eficiencia

en térmicas, eficiencia en la extracción de carbón y cambios poco notables en la escala actual para las demás medidas. Este comportamiento es producto de la modificación de las metas de mitigación, para reflejar un escenario más ambicioso y de mayores exigencias tecnológicas.

Gráfico 3-63. Curva MACC escenario 3

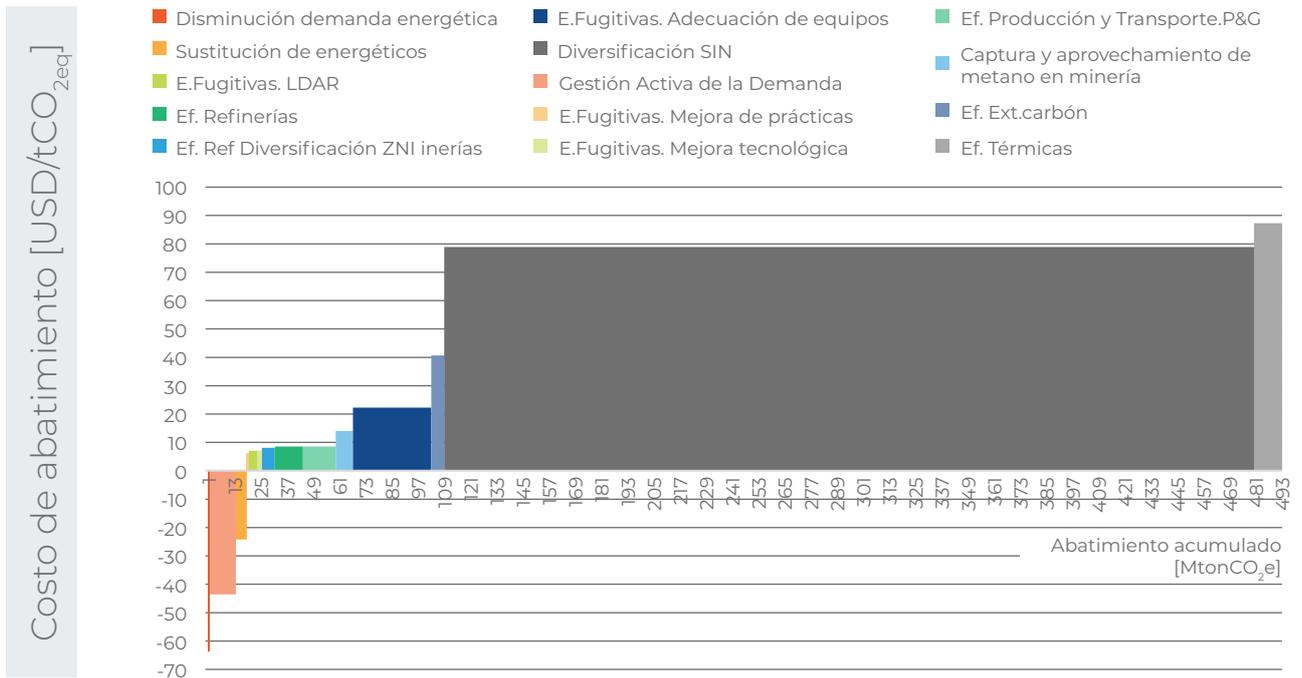


Fuente: elaboración propia

El escenario 3 muestra diferencias significativas en los anchos de las columnas (megatoneladas abatidas por la medida), con diferencias bastante apreciables para medidas como captura y aprovechamiento de metano en minería, eficiencia en térmicas y gestión activa de la demanda, que cobran importancia sobre la meta total de mitigación. Se altera el orden de algunas de las me-

didadas, el cambio más importante se observa en el cambio de orden entre eficiencia en térmicas y diversificación; esto se da por las características internas de las metas de mitigación por diversificación de la matriz energética, que buscan la inversión en tecnologías disruptivas y no convencionales, que generan costos adicionales comparados con los vistos en los escenarios 1 y 2.

Gráfico 3-64. Curva MACC escenario 4

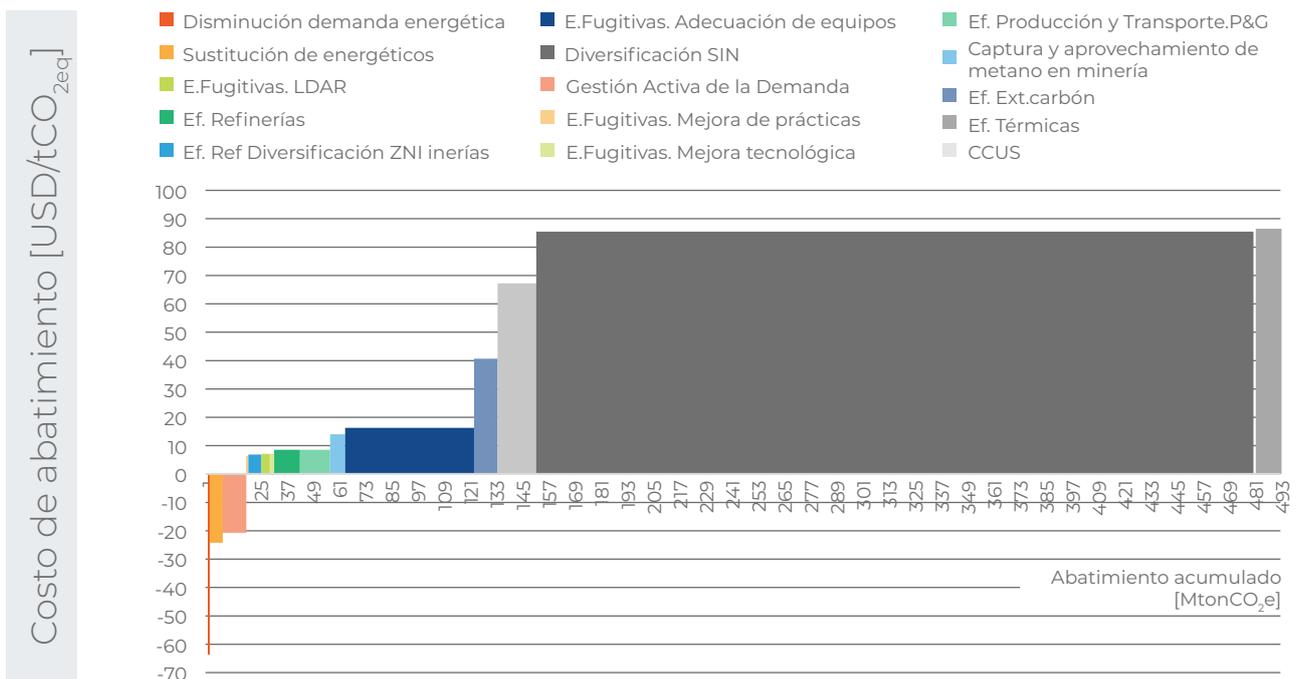


Fuente: elaboración propia

El escenario 4 tiene un comportamiento similar al escenario 3, con costos ligeramente más altos por la adición de energía nuclear a la mezcla de diversificación de la matriz energética y cambios en las metas de abatimiento de algunas otras medidas (ancho de los polígonos). El

orden tiene alteraciones menores, que tal vez no sean representativas, por la cercanía de los valores de costo de mitigación, y la medida de gestión activa de la demanda toma relevancia respecto a los escenarios 1 y 2, con beneficios esperados por su aplicación.

Gráfico 3-65. Curva MACC escenario 5



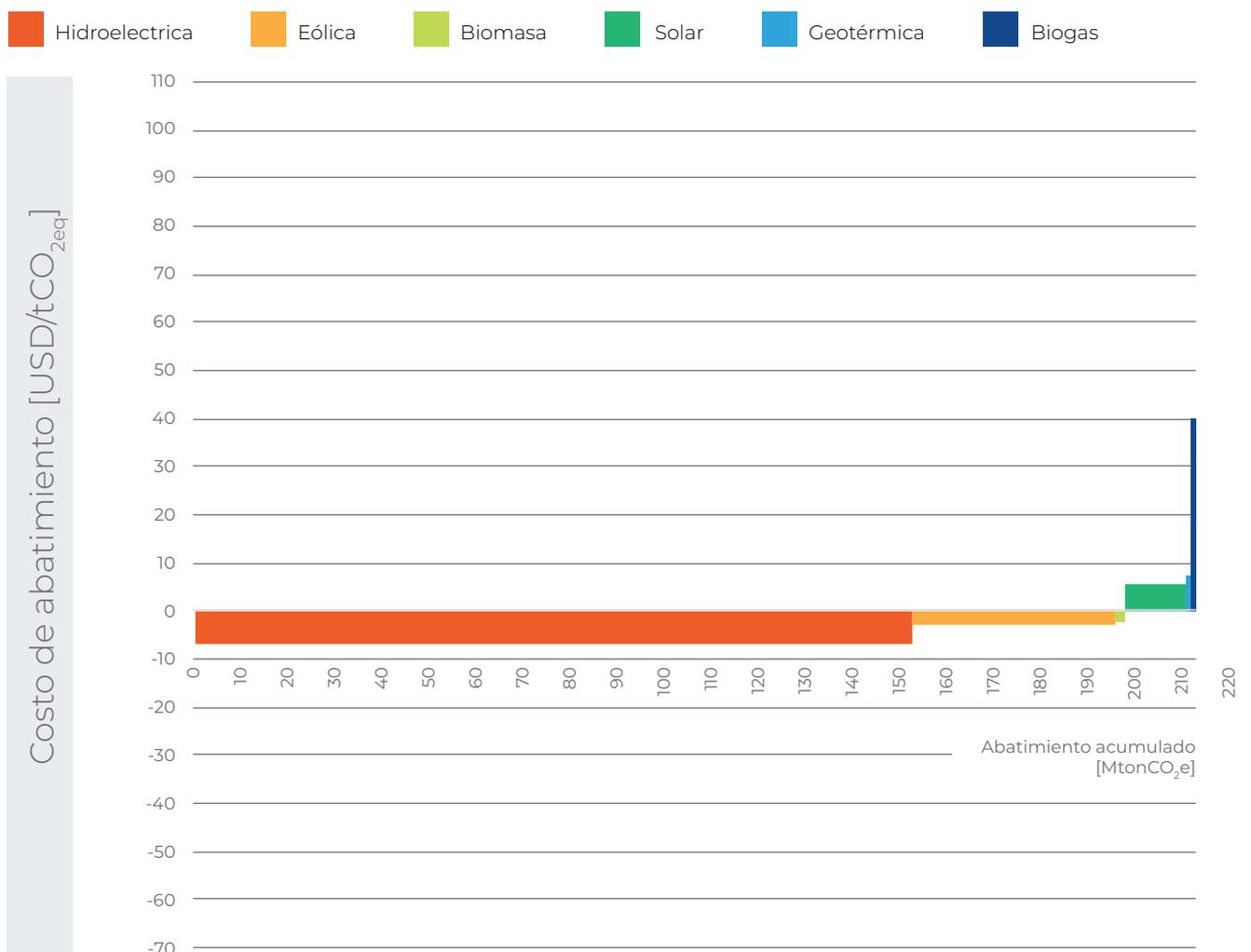
Fuente: elaboración propia

El escenario 5 toma una aproximación ambiciosa en la expansión de las metas de mitigación (medido en el eje horizontal del gráfico), con diferencias apreciables para medidas como diversificación de las ZNI, gestión activa de la demanda, y captura y aprovechamiento de metano en minería. Este podría considerarse el escenario más ambicioso, por el nivel aumentado de las metas establecidas respecto a los demás escenarios, y por las características internas de las tecnologías usadas, evidenciado por la alta expansión de hidrógeno y nuclear en las matrices de diversificación energética, y por la introducción de tecnologías CCUS para centrales térmicas. En esta medida se observa un comportamiento por escalones de las medidas, que indica un cuello de botella en la aplicación de las medidas,

desde eficiencia energética en la extracción de carbón en adelante, por las marcadas diferencias en los niveles de costos.

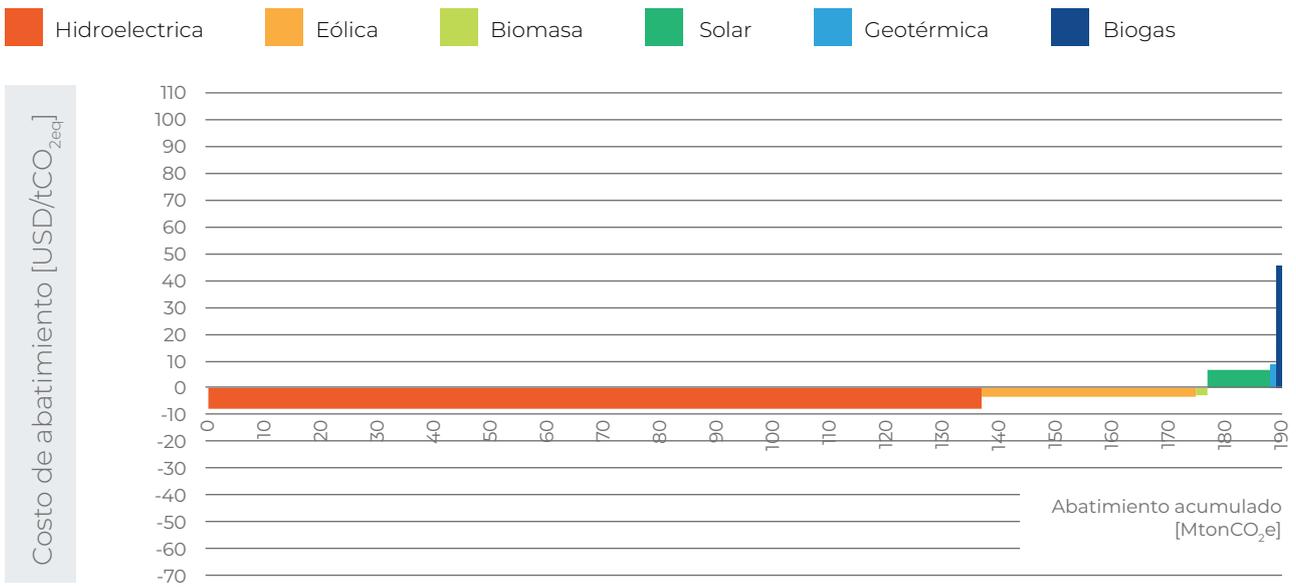
La medida de diversificación de la matriz energética representa la mayor parte de emisiones mitigadas en todos los escenarios, y presenta un costo de abatimiento relativamente alto; esto no quiere decir que sea una estrategia inviable, sino que contiene tecnologías más competitivas que otras dentro de su composición. Para guiar de mejor manera la discusión alrededor de esta medida, se realiza un ejercicio adicional de desagregación, el cual tiene como referencia una tecnología de referencia (en este caso, tecnología de generación térmica a carbón), estimando el costo que tiene el reemplazar dicha tecnología de referencia por otra.

📌 **Gráfico 3-66.** Diversificación de la matriz energética desagregado - escenario 1



Fuente: elaboración propia

📌 **Gráfico 3-67.** Diversificación de la matriz energética desagregado - escenario 2

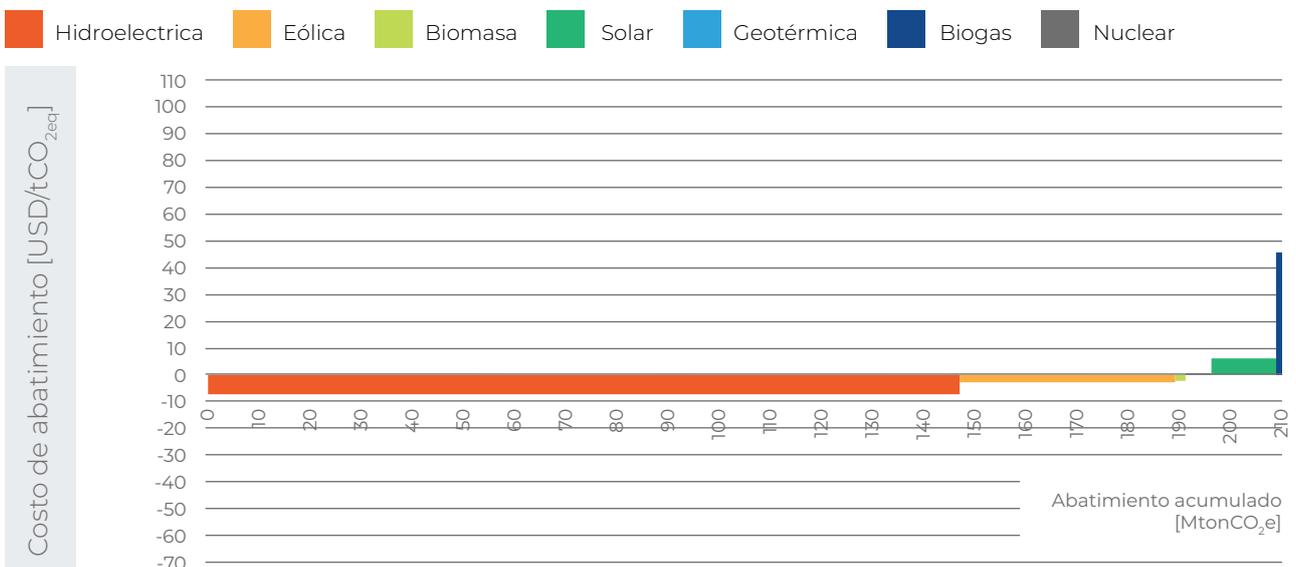


Fuente: elaboración propia

En el escenario 1 y 2 se muestra que, si se reduce la generación de electricidad por carbón mineral a cambio de aumentar la hidroeléctrica, se tendrían beneficios mayores a los costos en forma de combustible no consumido; sin embargo, la decisión no puede tomarse basado solamente en este tipo de análisis, debido a que se suponen niveles estables de costos, que no ocurren durante periodos de escasez de agua para tecnologías hidroeléctricas. Otras tecno-

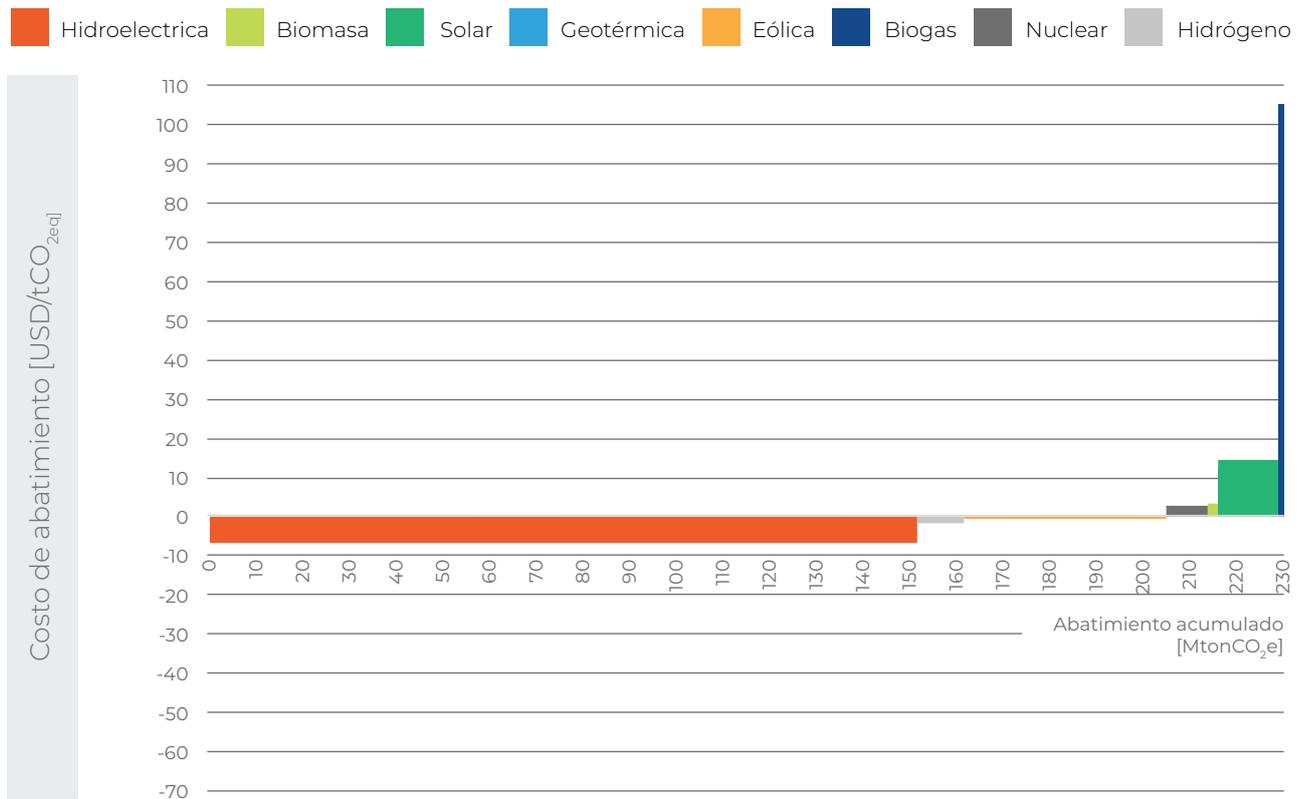
logías con comportamiento similar son la eólica y por biomasa, pero con niveles menores de reducción de emisiones. Hay también tecnologías de generación con las que se incurriría en costos relativamente bajos, como solar y geotérmica, que ocupan generalmente este tipo de posiciones al final de las curvas de abatimiento. Finalmente, la tecnología menos ventajosa sería la generación por biogás, con un bajo potencial de abatimiento y el mayor costo de abatimiento.

📌 **Gráfico 3-68.** Diversificación de la matriz energética desagregado - escenario 3



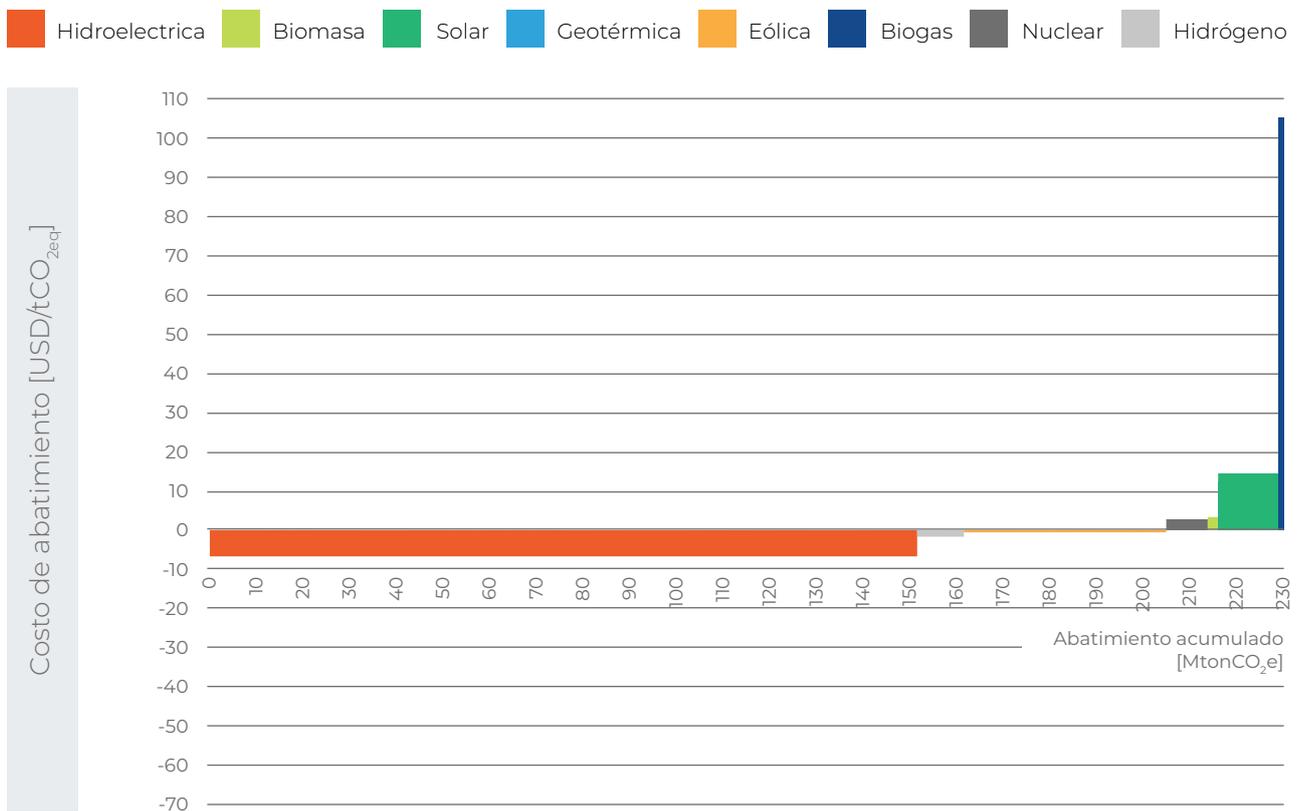
Fuente: elaboración propia

Gráfico 3-69. Diversificación de la matriz energética desagregado - escenario 4



Fuente: elaboración propia

Gráfico 3-70. Diversificación de la matriz energética desagregado - escenario 5



Fuente: elaboración propia

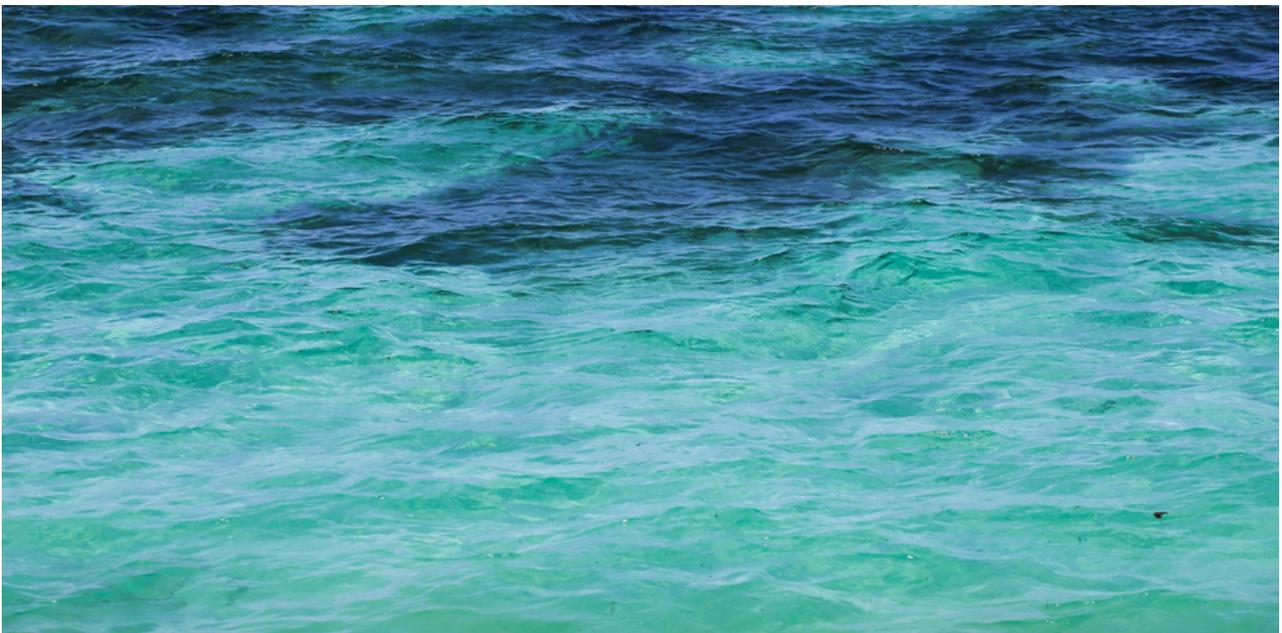
El comportamiento de las tecnologías de generación hidroeléctrica, eólica, biomasa, solar, geotérmica y biogás, no cambia para los escenarios 3, 4 y 5, salvo variaciones en los potenciales de abatimiento dentro del rango esperado. El principal cambio se da en la adición de energía nuclear, que tiene un costo cercano a cero, por lo que no se muestra de forma clara en el gráfico (espacio entre las tecnologías biomasa y solar), lo que indica que los costos de reemplazo de la tecnología térmica a carbón, por la nuclear, no son significativos pero generan una reducción de emisiones importante. La expansión de la generación por biogás genera un aumento en los niveles de costos mayor que en los escenarios 1 y 2, manteniéndose aún en el puesto de mayor costo de abatimiento con menor potencial de abatimiento.

En los escenarios 4 y 5, no hay diferencias significativas en los niveles de costos de abatimiento ni en los potenciales de abatimiento; el comportamiento de los costos de la tecnología de generación nuclear se mantienen en niveles bajos, con potenciales de abatimiento de mayor expansión, que podría dar señales positivas respecto a la aplicación de métodos de generación nuclear como alternativa confiable a la generación a carbón, que puede no aumentar mucho sus costos con la expansión de la capacidad instalada si se mantiene la tecnología de pequeña-mediana escala, propuesta dentro de

las medidas. Dentro de las tecnologías que generan ahorros con su implementación, se agrega la generación de hidrógeno verde, con un potencial reducido de mitigación de emisiones (levemente apreciable entre las medidas hidroeléctrica y eólica), que puede indicar la posibilidad de explorar expansiones mayores para esta tecnología, para observar el comportamiento de los costos.

Finalmente, es importante mencionar que existe un grupo de medidas que genera ahorros netos, son las aplicadas sobre ferroaleaciones y pétreos: disminución demanda energética, sustitución de energéticos y sustitución fuente de suministro de energía eléctrica. Para estas medidas, los beneficios de la aplicación de la medida superan a los costos incurridos. Cabe resaltar la particularidad de la medida de sustitución de la fuente de suministro de energía eléctrica, que en su estado actual aumenta las emisiones en lugar de mitigarlas, pero genera ahorros con su aplicación; esta particularidad hace que no sea posible considerarla una medida de mitigación y no pueda incluirse en los gráficos MACC.

Otra medida que genera ahorros netos es la de gestión activa de la demanda, en este caso, los beneficios observados se generan para el consumidor de energía eléctrica, por lo que los costos podrían ser cubiertos por este mismo agente.



3.2.7 Análisis agregado de impactos económicos de acción-inacción

El siguiente análisis tiene el propósito de calificar y comparar las medidas propuestas a través de la relación beneficio/costo y, a su vez, dimensionar los beneficios indirectos que se pueden alcanzar a través de la aplicación de los conceptos de ahorro por evitar el cargo del impuesto al carbono, y ahorro para la sociedad, por evitar incurrir en el costo social del carbono; estos conceptos se describirán en sus respectivas secciones. El desarrollo de este ejercicio es parte integral del proceso de evaluar y orientar la incorporación de estrategias y políticas de mitigación y adaptación al cambio climático para el sector. Los principales insumos son los resultados de los costos de abatimiento provenientes de la construcción de curvas MACC, datos del PIB sectorial y el valor agregado, provenientes del DANE, así como de información asociada con los escenarios de acción provenientes del PEN.

Para el análisis, se tuvieron en cuenta dos elementos de comparación: la acción y la inacción de la mitigación del cambio climático en el sector energético. La acción, es el costo de implementar las tecnologías propuestas, mientras que la inacción representa los costos de tendencias del sector en esta materia, relacionados principalmente con el impuesto al carbono y el costo social del carbono.

El impuesto al carbono se crea por medio de la Ley 1819 de 2016 y sirve como herramienta para incentivar el cumplimiento de las metas de mitigación GEI. Se debe pagar por las actividades de venta, importación y uso de combustibles líquidos, siendo este último elemento el concierne a este ejercicio.

Según el Decreto 926 de 2017, los recursos reunidos por este mecanismo se deben dedicar para el desarrollo de actividades de control de la erosión, conservación de fuentes hídricas, conservación de ecosistemas y al cumplimiento de los compromisos internacionales en materia de cambio climático.

El valor que se tomó para el año base (2020) del impuesto al carbono fue de \$17.220 y se propone un crecimiento anual del 1 %, que para el 2050 resultaría en un valor de \$23.209. El nivel del impuesto al carbono es importante para la aplicación de las medidas de mitigación, ya que guía la decisión privada de optar por ejecutar proyectos de reducción de gases de efecto invernadero o limitarse a pagar el impuesto al carbono.

Para el desarrollo de este ejercicio, también se tiene en cuenta el concepto del costo social del carbono como un beneficio potencial para la sociedad, por evitar los efectos negativos del cambio climático, producto de las emisiones realizadas. El costo social del carbono (CSC) se desarrolla bajo el concepto de internalización de las externalidades negativas generadas por el cambio climático, que es impulsado por las emisiones sin costo económico alguno.

Los valores de costo social del carbono se determinan a partir de un modelo de análisis integrados, que propone un escenario de inacción del doble de las proyecciones de emisión mundiales, e incluye variables como los costos de los daños derivados del cambio en el nivel de emisiones y el aumento proporcional de estos daños con el crecimiento del PIB y de la población.

Tener en cuenta un CSC junto al análisis de costos marginales de abatimiento y sus respectivos análisis de sensibilidad, genera espacios de introducción de la innovación, impulsa el proceso de sustitución de bienes y servicios intensivos en carbono, y refuerza la implementación de políticas públicas asociadas a la mitigación de gases de efecto invernadero.

En la recolección y análisis de datos llevada a cabo por CEPAL, se encuentra un valor propuesto de 25,83 USD por tonelada de CO₂ equivalente, con rangos de 24,99 a 26,67 USD por tonelada de CO₂ equivalente, valores especialmente sensibles a la variabilidad de la tasa de descuento.

3.2.7.1 Metodología

El análisis se basó en la relación entre los resultados de la estimación de costos con indicadores económicos como el PIB sectorial del año de re-

ferencia 2019, la proyección del PIB de 2019 a 2050 y el valor agregado del PIB en este mismo periodo. A continuación, se describen los indicadores:

1 **Producto interno bruto (PIB)** en dos etapas, el valor para el año de referencia (2019) y el valor presente neto (VPN) de la proyección de crecimiento del PIB de 2019 a 2050, con tasas de crecimiento económico descritas para cada escenario en PEN 2020-2050.

2 **El valor agregado del sector** a partir de la proyección del PIB 2019-2050 y su VPN, y datos de valor agregado del DANE, 2021.

3 **Los beneficios por ahorro en combustible** estimados a partir de Minenergía-CIAT, 2021 y con proyección de precios de los combustibles a partir de PEN 2020-2050, 2021.

4 **Beneficios por venta de metano o CO₂** para las medidas que ahorran o capturan emisiones en forma de metano o CO₂, se propone la comercialización de estos compuestos o un valor de uso para el sector, basado en referencias internacionales y consulta a expertos.

5 **Beneficios por energía eléctrica no consumida** por el sector, a partir de los ahorros de energía proyectados en las medidas y la proyección de precios de energía construida con datos históricos.

6 **Los costos de implementación** de los escenarios de mitigación a partir del ejercicio de construcción de curvas MACC, creado a partir de información del PIGCCme 2050, 2021, recolección bibliográfica de costos de referencia, ejercicios nacionales anteriores de costos de abatimiento, consultorías de costos realizadas para el sector y consulta a expertos en las tecnologías/estrategias contempladas en el ejercicio.

7 **Costos de pago del impuesto al carbono** calculados a partir del valor correspondiente al año medio de mayores inversiones en los escenarios (2035), y la proyección del valor de impuesto al carbono con un crecimiento del 1 % anual. Este valor se usa para calcular el costo requerido para cubrir el impuesto para las emisiones totales generadas por el sector en el escenario de inacción, exceptuando el carbón, dada la legislación actual.

8 **Costo social del carbono (CSC)** calculado a partir del valor propuesto por CEPAL, 2019. Se usa junto al valor de emisiones de la inacción, para determinar el costo que debe incurrirse en elementos tradicionalmente no incluidos en los estudios de emisiones, como salud, medio ambiente, competitividad y costo de oportunidad. Cabe resaltar que el CSC es un costo marginal global, donde el costo de la emisión no recae sobre el emisor sino sobre la sociedad en su conjunto.

9 **La relación beneficio-costos** se construye a partir de los costos estimados y beneficios proyectados para cada medida, es la razón entre los beneficios de la aplicación de una medida y sus costos. Respecto a la relación beneficio-costos, un valor superior a 1 indica un beneficio superior a los costos proyectados, mientras que un valor inferior a 1 indica un costo esperado superior a los beneficios; a partir de este principio se determinan los escenarios y medidas más costo-efectivas para su priorización, y puede observarse el efecto del impuesto al carbono y el costo social del carbono como beneficios adicionales, aumentando la competitividad de las medidas planteadas en proporción a su capacidad de reducción de emisiones.

3.2.7.2 Resultados

Los costos de inacción son los costos en los que se incurriría de no aplicar estrategias de mitigación. Se muestra el costo del impuesto al carbono pagado sobre el total de emisiones del sector de 2020 a 2050, el costo social del carbono en que se incurriría por las externalidades negativas o daños ocasionados por el aumento en las emisiones y el efecto combinado de las dos fuentes de costos.

 **Tabla 3-47** Valor actual del pago del impuesto al carbono (excluyendo tecnologías de carbón) y costo social del carbono

Costo	Millones de dólares
Costo del impuesto al carbono	\$4.635,08
Costo social del carbono	\$19.659,12
Costo combinado	\$24.294,20

Fuente: elaboración propia

En la siguiente tabla se muestra la proporción de los costos por impuesto al carbono y costo social del carbono entre 2020 y 2050, sobre el PIB proyectado en el mismo periodo, el cual se ubicaría en un rango entre 0,63 % y 3,33 %.

 **Tabla 3-48** Comparación de los montos a pagar por impuesto al carbono y costo social del carbono con el PIB sectorial en el periodo de estudio (VPN del PIB sectorial)

Costo	% del VPN del PIB sectorial [2020-2050]
Costo del impuesto al carbono	0,63 %
Costo social del carbono	2,69 %
Costo combinado	3,33 %

Fuente: elaboración propia

Respecto a los costos de inacción, en la siguiente tabla se muestran los costos de aplicación de los escenarios descritos en el PIGCCMe 2050, siendo el escenario 5 el más costoso, por sus propuestas ambiciosas en términos de innovación y aplicación de tecnologías emergentes. El menos costoso es el escenario 1, que proyecta solo la actualización de las tecnologías empleadas por el sector y metas de mitigación menos ambiciosas.

 **Tabla 3-49** Costos de implementación del PIGGme 2050 (llamados aquí costos de la acción)

Escenario	Millones de dólares
Escenario 1	27.904,85
Escenario 2	27.301,29
Escenario 3	35.209,83
Escenario 4	37.671,11
Escenario 5	38.153,91

Fuente: elaboración propia

El costo de implementación de cada escenario representa una porción importante del VPN del PIB sectorial, en el periodo 2020-2050. Estos van del 3.82 % en el escenario 1 al 5.23 % en el escenario 5.

Inicialmente, la relación beneficio/costo es inferior a 1 en todos los escenarios, concordando con la naturaleza de los costos en cada escenario (progresivamente mayores desde el escenario 1 hasta el 5). Se observa que la aplicación de los escenarios, teniendo en cuenta

los beneficios asociados a la aplicación de la medida, además del beneficio de no pagar el impuesto al carbono, son inferiores a los costos incurridos por aplicar todas las medidas. Con la introducción del concepto de costo ahorrado por evitar incurrir en el costo social del carbono, la relación aumenta, volviéndose positiva para todos los escenarios, excepto el escenario 5, que concuerda con la naturaleza más ambiciosa de este último respecto a los demás; en este punto la relación beneficio/costo más alta es la del escenario 2.

⬇ **Tabla 3-50** Representatividad de los costos respecto al VPN del PIB (columna 2) y beneficio/costo de los escenarios planteados (columnas 3 y 4)

Escenarios	Porcentaje respecto al VPN del PIB [2020-2050]	Beneficio/costo	Beneficio/costo con el costo social del carbono
Escenario 1	3,82 %	0,58	1,36
Escenario 2	3,74 %	0,60	1,37
Escenario 3	4,82 %	0,46	1,17
Escenario 4	5,16 %	0,44	1,08
Escenario 5	5,23 %	0,40	0,99

Fuente: elaboración propia

Para el cálculo del beneficio/costo se tuvieron en cuenta beneficios específicos para cada medida y en algunos casos, para cada escenario. En la siguiente tabla se muestran, marcados

con una **X**, los beneficios contemplados para cada medida, considerando que todos cuentan con el beneficio de evitar una porción del pago del impuesto al carbono.



 **Tabla 3-51** Beneficios calculados por medida

Medida	Beneficios			
	Beneficios por ahorro en combustible	Beneficios por venta de metano o CO ₂	Beneficios por energía no consumida	Beneficios por evitar el pago del impuesto al carbono
Diversificación ZNI	X			X
Diversificación SIN	X			X
Captura y aprovechamiento de metano en minería		X		X
CCS		X		X
Ef. Ext.carbón	X			X
Ef. Producción y transporte P&G	X			X
Ef. Refinerías	X			X
Ef. Térmicas	X			X
E.Fugitivas. Adecuación de equipos		X		X
E.Fugitivas. LDAR		X		X
E.Fugitivas. Mejora de prácticas		X		X
E.Fugitivas. Mejora tecnológica		X		X
Gestión activa de la demanda		X	X	X
Disminución demanda energética (Ferroaleaciones y pétreos)	X			X
Sustitución de energéticos (Ferroaleaciones y pétreos)	X			X
Sustitución fuente de suministro de energía eléctrica (Ferroaleaciones y pétreos)	X			X
Soluciones basadas en la naturaleza				X

Fuente: elaboración propia

Para este ejercicio inicial existen medidas con valores inferiores a 1 en la mayoría de los escenarios, como diversificación SIN, CCUS, captura y aprovechamiento de metano en minería, eficiencia energética en centrales térmicas, adecuación de equipos en emisiones fugitivas y soluciones basadas en la naturaleza; indicando que puede ser necesario aplicar incentivos para su ejecución o priorizar los ele-

mentos internos que presenten las mayores tasas de productividad. Las demás medidas pueden sostenerse con los beneficios asociados a las mismas y con el ahorro por no pagar el impuesto al carbono. Los valores más positivos fueron los de eficiencia en la producción y transporte de petróleo y gas, eficiencia en refinerías y mejora de prácticas para reducir las emisiones fugitivas.

Tabla 3-52 Costo/beneficio con impuesto al carbono

Medida	ESC 1	ESC 2	ESC 3	ESC 4	ESC 5
Diversificación ZNI	1,10	1,18	1,32	1,32	1,47
Diversificación SIN	0,48	0,51	0,32	0,32	0,27
Captura y aprovechamiento de metano en minería	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84
Ef. Ext.carbón	2,56	2,56	2,56	1,13	0,71
Ef. Producción y transporte P&G	20,09	20,09	20,09	7,99	7,99
Ef. Refinerías	16,41	16,41	16,41	10,78	11,31
Ef. Térmicas	0,61	0,59	0,47	0,46	0,45
E.Fugitivas. Adecuación de equipos	0,89	0,89	0,89	0,89	0,82
E.Fugitivas. LDAR	11,99	11,99	11,99	11,99	11,99
E.Fugitivas. Mejora de prácticas	15,04	15,04	15,04	15,04	15,04
E.Fugitivas. Mejora tecnológica	11,04	11,04	11,04	11,04	11,04
Gestión activa de la demanda	7,98	17,98	3,81	12,02	6,96
Soluciones basadas en la naturaleza	0,50	0,50	0,50	0,50	0,51
Disminución demanda energética (Ferroaleaciones y pétreos)	4,99	4,99	4,99	4,99	4,99
Sustitución de energéticos (Ferroaleaciones y pétreos)	1,85	1,85	1,85	1,85	1,85
Sustitución fuente de suministro de energía eléctrica (Ferroaleaciones y pétreos)	7,58	7,58	7,58	7,58	7,58
CCUS					0,17
Hidrógeno			2,59	2,44	2,44
Nuclear				4,63	4,64

Fuente: elaboración propia

Para esta etapa se tienen en cuenta, para cada medida, los mismos beneficios que en la etapa antes descrita, pero se adiciona el beneficio de no incurrir en el costo social del carbono. En la

Tabla 3-53 se muestran, marcados con una X, los beneficios que se tuvieron en cuenta para llegar a los valores de beneficio/costo que se presentan en la Tabla 3-54.

 **Tabla 3-53** Beneficios calculados por medida ,se incluye el beneficio por evitar el costo social del carbono en todas las medidas

Medida	Beneficios				
	Beneficios por ahorro en combustible	Beneficios por venta de metano o CO ₂	Beneficios por energía no consumida	Beneficios por evitar el pago del impuesto al carbono	Beneficios por evitar el costo social del carbono
Diversificación ZNI	X			X	X
Diversificación SIN	X			X	X
Captura y aprovechamiento de metano en minería		X		X	X
CCS		X		X	X
Ef. Ext. carbón	X			X	X
Ef. Producción y transporte P&G	X			X	X
Ef. Refinerías	X			X	X
Ef. Térmicas	X			X	X
E.Fugitivas. Adecuación de equipos		X		X	X
E.Fugitivas. LDAR		X		X	X
E.Fugitivas. Mejora de prácticas		X		X	X
E.Fugitivas. Mejora tecnológica		X		X	X
Gestión activa de la demanda		X	X	X	X
Disminución demanda energética (Ferroaleaciones y pétreos)	X			X	X
Sustitución de energéticos (Ferroaleaciones y pétreos)	X			X	X
Sustitución fuente de suministro de energía eléctrica (Ferroaleaciones y pétreos)	X			X	X
Soluciones basadas en la naturaleza				X	X

Fuente: elaboración propia

El efecto del beneficio propuesto por no incurrir en el costo social del carbono es notablemente representativo para la relación beneficio/costo de las medidas, su costo de abatimiento de 25,8 USD por tonelada de CO₂ eq es lo suficientemente grande para mostrar valores superiores a 1 en todas las medidas, exceptuando eficiencia

en centrales térmicas y en la diversificación del SIN. Esto puede deberse a los altos costos de la medida y al efecto limitado de la misma sobre las emisiones generadas, nuevamente reafirmando la necesidad de dar prioridad a tecnologías o estrategias que sean más competitivas a un nivel micro, dentro de la medida gruesa.

⬇ **Tabla 3-54** Costo/beneficio con impuesto al carbono y costo social del carbono

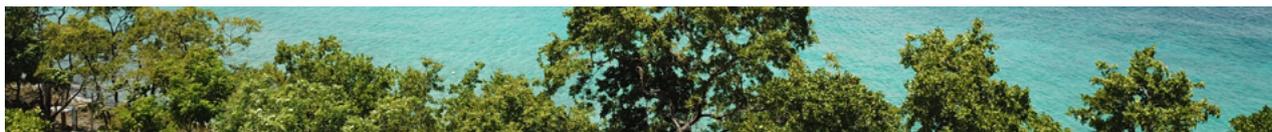
Medida	ESC 1	ESC 2	ESC 3	ESC 4	ESC 5
Diversificación ZNI	3,77	4,04	4,51	4,51	5,20
Diversificación SIN	0,85	0,87	0,58	0,56	0,51
Captura y aprovechamiento de metano en minería	2,68	2,68	2,68	2,68	2,68
Ef. Ext. carbón	3,20	3,20	3,20	1,77	1,35
Ef. Producción y transporte P&G	23,11	23,11	23,11	11,01	11,01
Ef. Refinerías	19,43	19,43	19,43	13,81	14,34
Ef. Térmicas	0,78	0,77	0,64	0,63	0,63
E.Fugitivas. Adecuación de equipos	2,05	2,05	2,05	2,05	2,41
E.Fugitivas. LDAR	15,65	15,65	15,65	15,65	15,65
E.Fugitivas. Mejora de prácticas	19,27	19,27	19,27	19,27	19,27
E.Fugitivas. Mejora tecnológica	14,62	14,62	14,62	14,62	14,62
Gestión activa de la demanda	13,23	23,84	9,83	17,76	12,70
Soluciones basadas en la naturaleza	2,55	2,55	2,55	2,57	2,57
Disminución demanda energética (Ferroaleaciones y pétreos)	6,48	6,48	6,48	6,48	6,48
Sustitución de energéticos (Ferroaleaciones y pétreos)	2,57	2,57	2,57	2,57	2,57
Sustitución fuente de suministro de energía eléctrica (Ferroaleaciones y pétreos)	10,73	10,73	10,73	10,73	10,73
CCUS					0,55
Hidrógeno	-	-	-	2,78	2,75
Nuclear	-	-	2,91	5,33	5,39

Fuente: elaboración propia

Los costos de implementación de los escenarios respecto al PIB, de 2020 a 2050, tuvieron un comportamiento ascendente con 3.82 % en el escenario 1 y 5.23 % en el escenario 5. Se propone que estos costos se cubran de manera conjunta entre las empresas y el Estado; las medidas más costo-efectivas son las más atractivas para el sector privado y mediante políticas e incenti-

vos, el Estado puede estimular la aplicación de las medidas de menor costo-efectividad.

Los escenarios más ambiciosos (escenarios 4 y 5) cuentan con una relación beneficio/costo cercano a 1, lo que puede significar una alta sensibilidad ante variaciones en los precios de las tecnologías y la tasa de descuento.



A nivel de medidas, pueden encontrarse oportunidades de reducción de costos, y al interior de las mismas, especialmente diversificación SIN, emisiones fugitivas y eficiencia energética, que pueden aumentar la competitividad de los escenarios más costosos.

A corto plazo, se recomienda la aplicación de las medidas que representan ahorros (valores negativos de costo marginal de abatimiento), como la estrategia de gestión activa de la demanda, propuesta por Colombia inteligente, y las medidas de ferroaleaciones y pétreos. Estas son medidas que, con su ejecución a largo plazo, generan ahorros que superan los costos asociados a su aplicación.

A mediano plazo, es posible proponer medidas cuyo valor de abatimiento sea inferior o cercano al valor del impuesto al carbono (6.11 USD/tCO₂eq para el año 2035), como eficiencia energética en producción y transporte de petróleo y gas, eficiencia energética en refinerías y adecuación de equipos para la reducción de emisiones fugitivas. En este caso, el pago del impuesto al carbono es similar o superior a la inversión que debe hacerse en la aplicación de las medidas, haciéndolas atractivas para el sector privado, por lo que no requerirían de incentivos importantes para su aplicación.

A largo plazo, se podrían aplicar las medidas que tienen costos de abatimiento superiores al valor de impuesto al carbón, pero inferiores al costo social del carbono, como captura y aprovechamiento de metano en minería, control de emisiones fugitivas con la adecuación de equipos y LDAR. Estas medidas pueden ser impulsadas por el sector público, dado que el impacto del costo social del carbono se observa principalmente sobre otros sectores como el de salud, medioambiente y el agropecuario.

Las medidas más costosas que el costo social del carbono, como eficiencia energética en extracción de carbón, eficiencia energética en tér-

micas, diversificación del SIN y CCUS, pueden considerarse dentro de las medidas de más largo plazo; cuya competitividad depende de la mejora tecnológica y de la reducción de los costos o priorización de las estrategias específicas contempladas dentro de la medida, o la generación de beneficios adicionales no considerados en este estudio.

La estrategia de soluciones basadas en la naturaleza, que tienen un costo de abatimiento de alrededor de 12 USD/tCO₂eq, entrarían a reemplazar o apoyar las medidas de mitigación de gases de efecto invernadero cuando el costo de las últimas sea superior al costo de abatimiento por compensaciones, notablemente medidas como eficiencia energética en centrales térmicas, en extracción de carbón y en CCUS. Esto libera parte de la presión de mitigación para las medidas más costosas, lo que facilita su implementación a menor escala. Esta estrategia es determinante para la competitividad de los escenarios más ambiciosos, al ser una medida que describe el costo de la compensación de todas las emisiones para alcanzar la carbono neutralidad.

Es importante aclarar que el valor de costo social del carbono se obtiene de estudios realizados por el CEPAL para América Latina, con una metodología que generaliza el comportamiento de las variables para describir los países como grupo y no individualmente. Por esta razón, y dado que se reconocen las marcadas diferencias de Colombia frente a otros países de América Latina, se propone realizar un ejercicio de cálculo del costo social del carbono específicamente para las condiciones nacionales. El cálculo de este costo es de gran importancia para la toma de decisiones, no solo para el sector minero energético, sino para todos los sectores de la sociedad. Se espera que este ejercicio arroje el costo de todos los efectos negativos que generan las emisiones de gases de efecto invernadero; además, se plantea la posibilidad de que su valor sea mayor para Colombia, dada la vulnerabilidad al cambio climático reportada para el país.

3.3 Hoja de ruta hacia la carbono neutralidad 2050

Según la línea base proyectada en este documento, las emisiones a 2050 del sector minero energético serían cercanas las 40 MtCO₂eq; por lo tanto, es necesario implementar medidas de mitigación en los diferentes segmentos, de los distintos subsectores, de manera costo/efectiva, para que se logre disminuir las emisiones sin que esto implique una afectación en la generación de energéticos y minerales nacionales. Como se evidenció en el desarrollo del documento, la implementación de medidas de mitigación con un alto nivel tecnológico y una alta ambición, no es suficiente por sí sola para alcanzar el objetivo de carbono neutralidad a 2050, por tal motivo, es necesario desarrollar actividades que permitan demostrar absorciones antropogénicas derivadas del sector, bien sea compensaciones voluntarias o compra de bonos en el mercado de emisiones.

Al observar los diferentes escenarios de mitigación planteados en este documento, se estimarían reducciones notables respecto a la línea base; sin embargo, se evidencia que, independientemente del escenario, las tendencias presentan dos momentos crecientes: en primer lugar, se evidenció que entre los años 2020 y 2023 los escenarios alcanzarían un máximo de emisiones para el sector; posteriormente, existiría una tendencia a un leve aumento de las emisiones del sector hasta el 2032-2033, donde se empezaría a evidenciar una tendencia clara a la disminución de las emisiones hasta el 2050. La observación anterior indica que no se

esperaría una disminución sostenida anual de las emisiones del sector, al menos durante los primeros años de aplicación de la estrategia, a pesar de que respecto a la línea base si existen diferencias importantes. Este comportamiento debe tenerse en cuenta a la hora de hacer seguimiento al Plan Integral de Gestión de Cambio Climático (PIGCC) al 2050, pues se espera un aumento en las capacidades de generación de energéticos y minerales en los próximos años, que repercutirán sobre las emisiones del sector, a pesar de la implementación de diferentes medidas de mitigación.

Se identificó que las compensaciones voluntarias son una herramienta trascendental para la estrategia de carbono neutralidad, pues permitirán absorber las emisiones del sector que en una primera instancia no logren ser mitigadas. Se debe entonces empezar a fortalecer a nivel sectorial las herramientas y mecanismos necesarios para garantizar el éxito de dichos proyectos, logrando cuantificar adecuadamente el nivel de absorciones que logran estos proyectos a nivel nacional y consolidando la información sobre este tipo de proyectos que son ejecutados por el sector. Finalmente, para algunos sectores las medidas de mitigación identificadas generan apenas leves cambios sobre las emisiones generadas, motivo por el cual los proyectos de compensaciones voluntarias toman aun mayor importancia para lograr que las emisiones netas a 2050 sean iguales a cero.



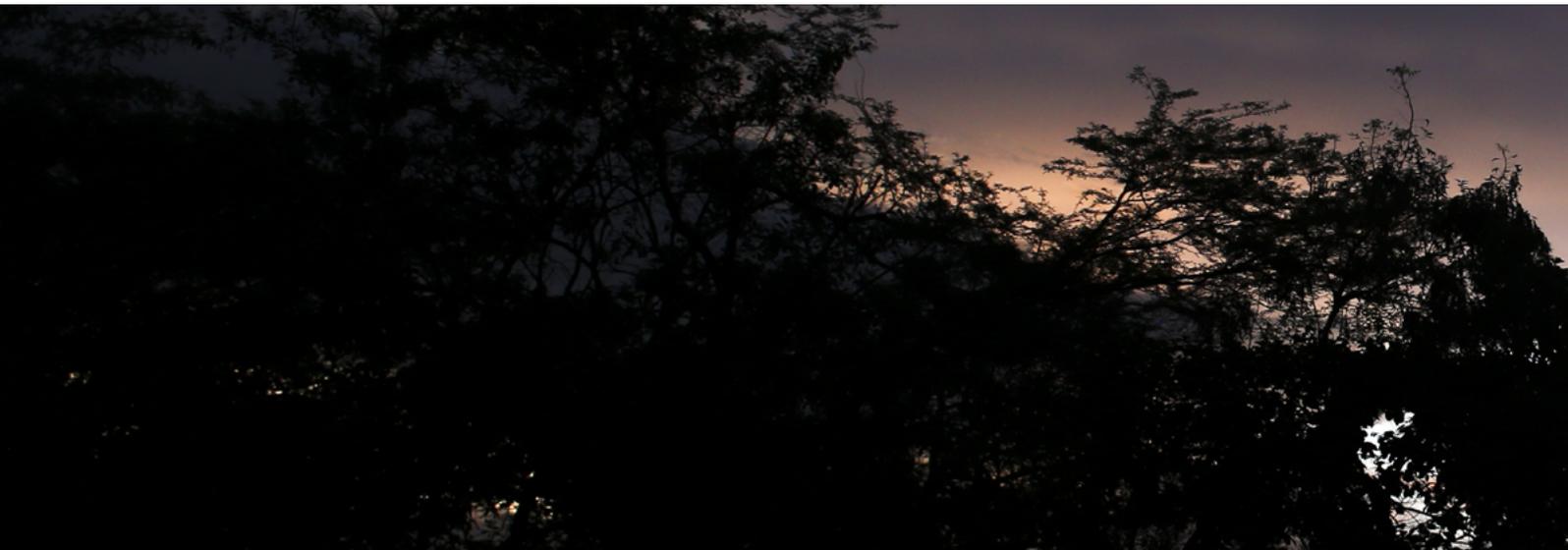
Los bajos niveles de emisiones estimados en la ZNI, no significa que no existan grandes desafíos para este subsector en los próximos años

Respecto al sector de generación eléctrica SIN, los escenarios planteados están alineados con el PEN 2050, donde no solo se pronostican diferentes grados de diversificación de la matriz energética, sino también distintos grados de electrificación de la economía nacional. Aquellos escenarios que plantean un mayor grado de electrificación (ESC4 y ESC5) presentan la particularidad de que para lograr dichos niveles de electrificación en los primeros años, las medidas de mitigación asociadas a la diversificación presentan emisiones por encima de la línea base. El valor de emisión por unidad de energía generada, dependerá en gran parte de la diversificación que se logre de la canasta energética, incluyendo fuentes de energías no convencionales; una reducción adicional de este valor se logra con la implementación de proyectos CCUS en centrales térmicas. La amplia cantidad de tecnologías existentes, que permiten diversificar la matriz energética, representan una ventaja en cuanto plantean mayor cantidad de alternativas para la descarbonización de la economía, utilizando los recursos disponibles y las condiciones propias de las distintas regiones presentes en Colombia. El potencial de mitigación en este sector por las medidas planteadas es significativamente alto, haciendo que las compensaciones voluntarias que requieren ser realizadas por el sector sean las menores, según las estimaciones realizadas.

Para el sector de generación eléctrica ZNI, se concluye que es posible reducir las emisiones de

la generación eléctrica entre 0,2 y 0,4 MtCO₂eq, por la implementación de medidas relacionadas con la diversificación energética. Los niveles de emisión estimados para este subsector son muchos menores en comparación con los otros subsectores, haciendo que la necesidad de implementación de proyectos de compensaciones voluntarias para la carbono neutralidad sean también mínimos. Los bajos niveles de emisiones estimados en la ZNI, no significa que no existan grandes desafíos para este subsector en los próximos años; se debe aumentar la cobertura en zonas de difícil acceso, a la vez que se garantiza un suministro estable y confiable de energía eléctrica.

Para el sector Petróleo & Gas, se consideran las emisiones y los respectivos potenciales de mitigación en los tres principales segmentos de la cadena productiva de este subsector: producción, transporte y refinación. Este sector tiene la particularidad de que las emisiones proyectadas en la línea base presentan disminuciones considerables con el tiempo; esto está relacionado principalmente con las proyecciones usadas para la construcción de la misma, en la cual existe una disminución en el nivel de producción de hidrocarburos, por tal motivo, a pesar de la gran cantidad de medidas de mitigación planteadas en el documento, las emisiones estimadas para los diferentes escenarios tienden a parecerse con el valor obtenido para la línea base a 2050. Sin embargo, se debe te-



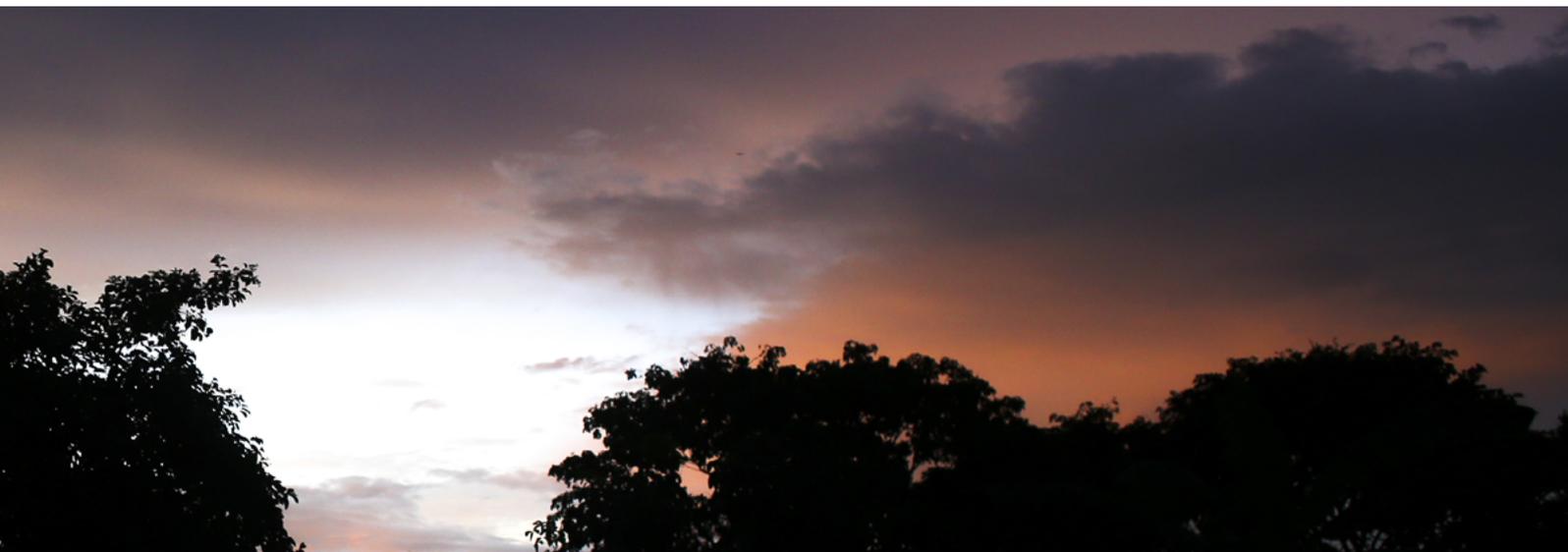
ner en cuenta que la implementación de las diferentes medidas relacionadas con gestión de emisiones fugitivas, la mejora de eficiencia energética en los diferentes procesos, la sustitución de energéticos en extracción y refinación, y la implementación de proyectos de CCS en refinerías, permitirán la reducción de las emisiones propias del sector hasta el 2050. El nivel de emisión por barril equivalente producido, tenderá a permanecer constante, dependiendo del grado de eficiencia energética que se logre en los procesos; sin embargo, se evidencia que las emisiones por barril equivalente transportado tienden a aumentar con el tiempo, esto se debe principalmente a que se espera que a 2050 el transporte de gas predomine sobre el de crudo, generando mayor cantidad de emisiones fugitivas en el transporte.

Para el sector minería de carbón, se identifica que los potenciales de mitigación que se pueden alcanzar con la implementación de diferentes medidas, son parecidos entre sí, dependiendo del grado de ambición con que se apliquen; para el ESC5, por ejemplo, se identificó potenciales de reducción de las emisiones de aproximadamente 0,4 MtCO₂eq para las medidas de captura y aprovechamiento de metano en minería subterránea, eficiencia energética en extracción de carbón y sustitución de combustibles en procesos de extracción. Las reducciones de este sector a 2050, respecto a la línea base para todos los escenarios, no son tan grandes, como sí pasa

para otros sectores; esto generará que, para este sector en particular, una herramienta importante para alcanzar la carbono neutralidad sean las compensaciones voluntarias.

Finalmente, para la minería de otros minerales, se tiene en general unos niveles bajos de emisión respecto a los demás sectores para 2050, sin embargo, se contemplan medidas de mitigación que tienen un impacto relativo grande sobre las emisiones de la línea base. Se identifican la mejora de la eficiencia energética en los procesos y la eventual sustitución de gas natural o hidrógeno como combustibles principales. Igualmente, se considera el interés de empresas del sector de generar su propia energía, motivo por el cual se plantean proyectos de autogeneración que, debido a la quema de combustibles, causarán aumentos significativos en los niveles de emisiones.

La implementación de las medidas de mitigación, aquí planteadas, representa en la mayoría de los casos, desafíos técnicos importantes que dependerán en gran parte de los desarrollos tecnológicos que se den en los próximos años; por tal motivo, es necesario el trabajo armónico entre las empresas del sector, la academia y el Ministerio de Minas y Energía, para la implementación exitosa de dichas medidas, haciendo posible lograr soluciones costo-efectivas ajustadas a la realidad del sector minero energético colombiano.



Con el propósito de mejorar el seguimiento que se realiza a las emisiones del sector minero energético y así lograr cuantificar el éxito que tienen las diferentes medidas de mitigación, es necesario establecer un proceso de mejora continua del sistema de monitoreo, revisión y verificación (MRVme) del plan, logrando gestionar de manera cada vez más eficiente, la información necesaria para la estimación de las emisiones del sector, identificando, a su vez, en qué sectores se están presentado dificultades que puedan representar aumentos inesperados en los niveles de emisiones y así poder tomar medidas adecuadas, en lapsos de tiempo cortos.

En el documento se plantea un grupo extenso de medidas de mitigación relacionadas con la posibilidad de implementación en los diferentes sectores; sin embargo, la interacción con las empresas del sector debe ser permanente, en aras de fomentar la inclusión, en la estrategia, de posibles nuevas medidas que aparezcan y cuya adopción resulte viable, técnica y económicamente.

Respecto al análisis costo-beneficio, con la información disponible se encuentra que las medidas más costosas, en términos de USD/tCO₂eq, son eficiencia energética en térmicas, seguida por CCUS, diversificación en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y eficiencia energética en minería. Si se analiza de forma desagregada la medida de diversificación de

la matriz energética, se encuentra que la mejor tecnología en términos de reducción de emisiones y costos es la hidroeléctrica, seguido por las tecnologías eólica y biomasa. Un grupo de medidas que genera ahorros netos son las medidas de los subsectores ferroaleaciones y pétreos, así como la medida de gestión activa de la demanda.

En relación con el análisis costo-beneficio, se encuentra que, en el corto plazo, se recomienda la aplicación de las medidas que representan ahorros; a mediano plazo, es posible proponer medidas cuyo valor de abatimiento sea inferior o cercano al valor del impuesto al carbono (6.11 USD/tCO₂eq para el año 2035), tales como eficiencia energética en producción y transporte de petróleo y gas, eficiencia energética en refinerías, y adecuación de equipos para la reducción de emisiones fugitivas. En este caso, el pago del impuesto al carbono es similar o superior a la inversión que debe hacerse en la aplicación de las medidas, haciéndolas atractivas para el sector privado, por lo que no requerirían de incentivos importantes para su aplicación. A largo plazo, se podrían aplicar las medidas que tienen costos de abatimiento superiores al valor de impuesto al carbono, pero inferiores al costo social del carbono, tales como la captura y aprovechamiento de metano en minería, control de emisiones fugitivas con la adecuación de equipos y LDAR; estas medidas pueden ser impulsadas por el sector público, dado el impacto del costo social del carbono.

4

BIBLIOGRAFÍA



- CIAT. (2020). *Línea base de consumo energético y potencial de mejora de eficiencia energética en el sector termoeléctrico del país*. Entregable 2 de la contratista Verónica Ortiz Cerón. Bogotá.
- CIAT. (2021a). *Línea base de consumo energético y potencial de mejora de eficiencia energética en las actividades de extracción, producción y transporte de hidrocarburos*. Entregable 3 de la contratista Verónica Ortiz Cerón. Bogotá.
- CIAT. (2021b). *Línea base de consumo energético y potencial de mejora de eficiencia energética en la actividad minera*. Entregable de la contratista Verónica Ortiz Cerón. Bogotá.
- CIAT. (2021c). *La electrificación del sistema energético nacional, instrumentos de planeación y la sensibilidad del consumo eléctrico al cambio climático*.
- Colombia Inteligente. (2018). *Respuesta de la demanda, estrategia para la mitigación de gases de efecto invernadero*. Medellín.
- DANE. (07 de 2019). *Proyecciones de población departamental para el periodo 2018-2050 con base en el CNPV 2018*. Obtenido de Censo Nacional de Población y Vivienda: https://www.dane.gov.co/files/censo2018/proyecciones-de-poblacion/Departamental/anexo-proyecciones-poblacion-departamental_Area2018-2050.xlsx
- EPA. (Octubre de 2019a). *Global Mitigation of Non-CO2 Greenhouse Gases*. Obtenido de EPA: https://www.epa.gov/sites/production/files/2019-09/documents/epa_non-co2_greenhouse_gases_rpt-epa430r19010.pdf
- EPA. (2019b). *Global Non-CO2 Greenhouse Gas Emission Projections & Marginal Abatement Cost Analysis*. Obtenido de https://www.epa.gov/sites/production/files/2019-09/documents/nonco2_methodology_report.pdf
- GIZ - MaPriC. (2021). *Estrategia de desarrollo bajo en carbono, análisis de riesgo climático y portafolio de medidas de adaptación para los subsectores mineros de ferróniquel y materiales de construcción*.
- MinAmbiente. (2020). *PMR Colombia: actualización y consolidación de escenarios de emisiones GEI por sector y evaluación de costos de abatimiento asociados*.
- Ministerio de Minas y Energía. (2019a). *Estimación del potencial de captura de remociones de gases de efecto invernadero por la implementación de actividades de compensación impuestas como obligación ambiental al sector minero energético*. Bogotá. Ministerio de Minas y Energía.
- Ministerio de Minas y Energía. (2019b). *Estimación de la adicionalidad temporal del potencial de captura de remociones de gases efecto invernadero por la implementación de actividades de compensación impuestas como obligación ambiental al sector minero energético*. Bogotá. Ministerio Minas y Energía.
- Ministerio de Minas y Energía. (2021). *Hoja de ruta del hidrógeno en Colombia*.
- OPTIM-SUR. (2016). *Plan de acción de mitigación del sector minero energético y propuesta regulatoria para la inclusión del cambio climático en la planeación del sector; Informe 5: Propuesta de implementación*.
- SIMCO. (2018a). *Carbón Metalúrgico*. Obtenido de Cifras Sectoriales: <http://www1.upme.gov.co/simco/Cifras-Sectoriales/Paginas/nal-carbon-metalurgico.aspx>
- SIMCO. (2018b). *Carbón térmico*. Obtenido de Cifras Sectoriales: <http://www1.upme.gov.co/simco/Cifras-Sectoriales/Paginas/nal-carbon-termico.aspx>
- UPME. (2016). *Plan de expansión de referencia generación-transmisión 2016-2030*. Bogotá.
- UPME. (2018). *Carbón*. Obtenido de <https://www1.upme.gov.co/simco/Cifras-Sectoriales/Paginas/carbon.aspx>
- UPME. (Julio de 2020a). *Estudio técnico para el plan de abastecimiento de gas natural*. Obtenido de https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/PAGN_2019-2028.pdf
- UPME. (2020b). *Plan indicativo de abastecimiento de combustibles líquidos 2020*.
- UPME. (2021). *Plan Energético Nacional 2020-2050*. Obtenido de UPME: <https://www1.upme.gov.co/Paginas/Plan-Energetico-Nacional-2050.aspx>

La NUEVA ENERGÍA

