



Primer reporte del sistema de

MONITOREO, REPORTE Y VERIFICACIÓN (MRV) DE MITIGACIÓN DE EMISIONES GEI DEL PIGCCme

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

Autores

Patricia Dávila Pinzón

Edison Yesid Ortiz Durán

Sergio Andrés Garces Jiménez

Colaboración

Harold A. Maya O

Lina María Castaño Lujan

Diseño y diagramación

Diego Cobos

Bogotá, 2022

Este documento fue construido en el marco de los Convenio de Cooperación Internacional GGC 451 de 2020 y GGC 631 de 2021 firmado entre el Centro Internacional de Agricultura Tropical (CIAT) y el Ministerio de Minas y Energía.

Las opiniones expresadas en esta publicación son responsabilidad de sus autores y no representan las posiciones u opiniones del Ministerio de Minas y Energía, CIAT.

Agradecimientos

Los autores agradecen a las diferentes entidades y empresas del sector minero energético que estuvieron siempre dispuestos a atender dudas y a compartir la información disponible para la consolidación de este primer informe MRV, puntualmente, a XM por atender las dudas sobre la información reportada en el portal SINERGOX, al IPSE por facilitar la información correspondiente a las zonas no interconectadas, a la UPME por la gestión de información correspondiente al consumo de combustibles en actividades de extracción de carbón y hidrocarburos, a ECOPEPETROL por la información correspondiente a crudo refinado, consumo de combustibles en actividades de refinación y de transporte de hidrocarburos, a la dirección de hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía por los datos compartidos respecto al sector Petróleo y gas y al IDEAM por los espacios para discusiones metodológicas sobre la estimación de emisiones del sector a nivel nacional.

Primer reporte del sistema de

MONITOREO, REPORTE Y VERIFICACIÓN (MRV) DE MITIGACIÓN DE EMISIONES GEI DEL PIGCCme



Índice

Contenidos

1 INTRODUCCIÓN

- 1.1. Objetivo del reporte 14
- 1.2. Alcance del reporte 14

2 CONTEXTO NACIONAL

- 2.1. Marco normativo 17
- 2.2. El sector minero energético en el Inventario Nacional GEI 20
- 2.3. El sector minero energético frente a la actualización de la NDC 2020 21
- 2.4. Emisiones GEI asignadas al sector minero energético en la NDC 2020 22

3 CONTEXTO SECTORIAL

- 3.1. Plan integral de cambio climático del sector minero energético (PIGCCme) 25
- 3.2. Sistema de Monitoreo, Reporte y Verificación del sector minero energético (MRVme) 27
- 3.3. Arreglos institucionales desarrollados en el marco del MRVme 28

4 SEGUIMIENTO AL MRV

- 4.1. Avance de implementación del MRV 30
- 4.2. Estimación y análisis de los indicadores definidos para el MRVme 44
- 4.3. Estimación de emisiones GEI entre 2010 y 2020 para el reporte interno 92
- 4.4. Definición de la línea base del MRVme 120
- 4.5. Avance de las emisiones con respecto a las metas de mitigación 124
- 4.6. Proyectos de mitigación registrados en el RENARE 129
- 4.7. Informes de sostenibilidad de las empresas del sector minero energético 131
- 4.8. Proyectos de mitigación adicionales 133

5 NECESIDADES Y APOYO RECIBIDO EN EL MARCO DEL MRVme

- 5.1. Identificación de necesidades para el MRVme 135
- 5.2. Iniciativas sectoriales apoyadas con recursos propios o mediante cooperación internacional 137

6 DESARROLLO DE CAPACIDADES

- 6.1. Fortalecimiento de capacidades planificadas 141
- 6.2. Fortalecimiento de capacidades planificadas próximos pasos 141

7 PLAN DE MEJORAMIENTO 142

8 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 145

9 BIBLIOGRAFÍA 148



Tablas

- 17** **Tabla 2-1:** Marco normativo del MRVme
- 22** **Tabla 2-2:** Emisiones GEI asignadas al sector en la NDC 2020
- 28** **Tabla 3-1:** Arreglos institucionales para el desarrollo del MRVme
- 42** **Tabla 4-1:** Tipos de curva de demanda
- 44** **Tabla 4-2:** Tipos de indicadores empleados en el MRVme
- 46** **Tabla 4-3:** Análisis global de indicadores según líneas estratégicas para el SIN
- 49** **Tabla 4-4:** Análisis global de indicadores según líneas estratégicas para las ZNI
- 51** **Tabla 4-5:** Análisis global de indicadores según líneas estratégicas para el sector de petróleo y gas natural
- 54** **Tabla 4-6:** Análisis global de indicadores según líneas estratégicas para la minería de carbón
- 56** **Tabla 4-7:** Estado de Indicadores del MRVme a 2020
- 93** **Tabla 4-8:** Relación entre las categorías IPCC y las actividades y subactividades del sector minero energético consideradas en el inventario de emisiones de GEI entre 2010 y 2020
- 100** **Tabla 4-9:** Total de emisiones Mt CO₂eq y porcentaje de variación año a año entre 2010 y 2020
- 121** **Tabla 4-10:** Líneas base del sector y reportes de emisiones
- 130** **Tabla 4-11:** Número y tipo de iniciativas asociadas al sector minero energético inscritas en RENARE a 2020
- 131** **Tabla 4-12:** Medidas de mitigación encontradas en diferentes informes de sostenibilidad de empresas del sector minero energético
- 135** **Tabla 5-1:** Necesidades identificadas para el MRVme
- 143** **Tabla 7-1:** Planes de mejora para el MRVme

Gráficos

- 94** **Gráfico 4-1:** Emisiones históricas del sector minero energético del país por departamento 2010-2020
- 99** **Gráfico 4-2:** Emisiones históricas del sector minero energético del país a nivel nacional 2010-2020
- 102** **Gráfico 4-3:** Distribución porcentual de emisiones totales entre 2010 y 2020 del sector minero energético por categoría IPCC
- 103** **Gráfico 4-4:** Distribución porcentual de emisiones totales entre 2010 y 2020 del sector minero energético por tipo de GEI
- 104** **Gráfico 4-5:** Distribución porcentual de emisiones totales entre 2010 y 2020 del sector minero energético por actividades principales
- 106** **Gráfico 4-6:** Relación entre las emisiones del sector con las actividades principales, las categorías IPCC 2006 y el tipo de GEI para el 2020
- 108** **Gráfico 4-7:** Relación entre las emisiones del sector con los GEI emitidos en el 2020
- 110** **Gráfico 4-8:** Diagrama de Pareto de emisiones GEI por actividad principal del sector para el 2020
- 112** **Gráfico 4-9:** Diagrama de Pareto de emisiones GEI por departamento para el 2020
- 122** **Gráfico 4-10:** Comparación de escenarios de línea base con la estimación del reporte interno entre 2010 y 2030
- 123** **Gráfico 4-11:** Comparación de diferentes escenarios planteados con las emisiones históricas del sector
- 125** **Gráfico 4-12:** Emisiones históricas, de la línea base y de escenario de mitigación
- 126** **Gráfico 4-13:** Emisiones por unidad de generación del subsector de generación de energía eléctrica SIN
- 127** **Gráfico 4-14:** Emisiones por unidad de producción del subsector de minería de carbón
- 128** **Gráfico 4-15:** Emisiones por unidad de producción del subsector de hidrocarburos

Mapas

- 115** **Mapa 4-1:** Total de emisiones de GEI del sector minero energético por departamento para el 2020
- 116** **Mapa 4-2:** Emisiones de GEI asociadas al Sistema Interconectado Nacional por departamento para el 2020
- 117** **Mapa 4-3:** Emisiones de GEI en las zonas no interconectadas (ZNI) por departamento para el 2020
- 118** **Mapa 4-4:** Emisiones de GEI de sector minería por departamentos
- 119** **Mapa 4-5:** Emisiones de GEI de sector hidrocarburos por departamentos para el 2020

Acrónimos y Siglas

ACM: Asociación Colombiana de Minería

ACOLGEN: Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica

AFOLU: Agricultura, silvicultura y otros usos de la tierra (siglas en inglés)

AGPE: Autogeneración a Pequeña Escala

ANDEG: Asociación Nacional de Empresas Generadoras

ANDESCO: Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones

ANH: Agencia Nacional de Hidrocarburos

ANLA: Autoridad Nacional de Licencias Ambientales

ANM: Agencia Nacional de Minería

BAU: Escenario Tendencial *Bussines As Usual*

BECO: Balance Energético Colombiano

BTR : Informes Bienales de Transparencia (siglas en inglés)

BUR: Informe Bienal de Actualización (siglas en inglés)

CH₄: Metano

CIAT: Centro Internacional de Agricultura Tropical

CITCCC: Comité de Información Técnica y Científica de Cambio Climático

CMNUCC: Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático

CNCC: Comunicaciones Nacionales de Cambio Climático

CO₂: Dióxido de carbono

CO₂eq: Dióxido de carbono equivalente

CONPES: Consejo Nacional de Política Económica y Social

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas

CSA: Cuenta Satélite Ambiental

DIAN: Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales de Colombia

DNP: Departamento Nacional de Planeación

ECDBC: Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono

ETS: Régimen de comercio de derechos de emisión (siglas en inglés)

FAER: Fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas rurales interconectadas

FAZNI:Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas

FECOC :Factores de Emisión de los Combustibles Colombianos

FENOGE: Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía

FNCE: Fuente No Convencional de Energía

FN CER: Fuentes No Convencionales de Energía Renovable

GEI: Gases de Efecto Invernadero

GLP: Gas Licuado de Petróleo

GOR: Relación Gas-Petróleo (siglas en inglés)

IDEAM: Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales

INGEI: Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero

IPCC: Panel Intergubernamental de Cambio Climático (siglas en inglés)

IPPU: Procesos industriales y uso de productos (siglas en inglés)

IPSE: Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para Zonas No Interconectadas

MinAmbiente: Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible

MDL: Mecanismo de Desarrollo Limpio

MME: Ministerio de Minas y Energía

MRV : Monitoreo Reporte y Verificación

MRVme: Monitoreo, Reporte y Verificación del sector minero energético

N₂O: Óxido Nitroso

NAMA: Acciones Nacionalmente Apropriadas de Mitigación (siglas en inglés)

NDC: Contribución Nacionalmente Determinada (siglas en inglés)

ONG: Organización No Gubernamental

ONU: Organización de las Naciones Unidas

PAS: Plan de Acción Sectorial

PDBC: Proyectos de Desarrollo Bajo en Carbono

PI: Planes de Implementación

PIGCCme: Plan Integral de Gestión del Cambio Climático del sector minero energético

PNUD: Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo

POAS: Proyectos y Programas de Actividades

PROURE: Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía

REDD+:: Reducción de las emisiones debidas a la deforestación y la degradación de los bosques

RENARE: Registro Nacional de Reducción de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero

RETC: Registro Nacional de Emisiones y Transferencia de Contaminantes

SDL: Sistema de Distribución Local

SF₆: Hexafluoruro de azufre

SIAC: Sistema de Información Ambiental de Colombia

SIN: Sistema Interconectado Nacional

SINGEI: Sistema Nacional de Inventario de Gases de Efecto Invernadero

SISCLIMA: Sistema Nacional de Cambio Climático

TCCCA: Criterios de transparencia, exhaustividad, comparabilidad y precisión (siglas en inglés)

TCNCC: Tercera Comunicación Nacional de Colombia de Cambio Climático

UPME: Unidad de Planeación Minero-Energética

VITAL: Ventanilla Integral de Tramites Ambientales en Línea

WRI: *World Resources Institute*

ZNI: Zonas No Interconectadas

RESUMEN EJECUTIVO

Este documento corresponde al primer reporte interno sobre el avance en la implementación del sistema MRV para el seguimiento de las líneas estratégicas definidas en el PIGCCme: eficiencia energética, generación de energía, gestión de la demanda y emisiones fugitivas, esto haciendo seguimiento a los indicadores y emisiones de los correspondientes subsectores en el periodo 2015-2020.

A nivel nacional se ha avanzado en la implementación de leyes como la Ley 1931 de 2018, Ley 2099 de 2021 y la Ley 2169 de 2021, además de distintas resoluciones que impulsarán la reducción de emisiones del sector sin comprometer la productividad, igualmente se han desarrollado sistemas para la contabilización de reducción de emisiones por medidas de mitigación implementadas. Para la serie temporal 1990-2018 se ha identificado que las emisiones de la categoría energía representan un 28,4 % mientras que las emisiones del sector minero energético, según el último INGEI, representaron apenas el 10 % de las emisiones nacionales.

Se han tenido avances significativos en la implementación del MRV. Entre estos destaca la actualización metodológica para el cálculo de las emisiones, actualizando algunos factores de emisión y siendo posible la estimación de las emisiones del sector a nivel departamental; la obtención de una línea base de emisiones del sector a 2050 al igual que diferentes escenarios

de mitigación, esto como parte del ejercicio de actualización del PIGCCme. Por último, a través de una estrategia denominada Acuerdos Voluntarios, el Ministerio de Minas y Energía acordó con las empresas del sector minero energético metas voluntarias de mitigación y adaptación.

En cuanto a las líneas estratégicas del componente de mitigación, definidas en la primera versión del PIGCCme, se han presentado diferentes avances que han permitido desarrollar lineamientos para la diversificación de la matriz eléctrica con el impulso de las FNCER, la transformación de las ZNI, la visibilización de iniciativas de mitigación con fondos de recursos públicos, el fortalecimiento del PROURE, el desarrollo de insumos para establecer normativas y pilotos de gestión de la demanda e insumos para integrar la gestión de emisiones fugitivas en los requerimientos técnicos del sector hidrocarburos.

Respecto a la estimación de las emisiones e indicadores MRV del sector, se estima la serie temporal de emisiones, verificando las diferencias encontradas con las emisiones reportadas en los informes bienales de actualización (BUR2 y BUR3), reconociendo así oportunidades de mejora en la información utilizada, permitiendo concertar reuniones con las entidades responsables para esclarecer las causas que llevan a las diferencias de los valores reportados y así mismo trabajar en actualizaciones metodológicas para la estimación de GEI. Para el año 2020 se estimaron



las emisiones del sector en 30,8 MtCO₂eq, esto al incluir únicamente los sectores de generación de energía eléctrica, Sistema Interconectado Nacional (SIN) y Zonas No Interconectadas (ZNI), petróleo y gas y minería de carbón.

Al comparar las emisiones por subsector con la línea base y el escenario 0 (el cual logra una reducción de 11,2 MtCO₂ eq a 2030), se concluye que para el año 2020, aún no se evidencia una disminución significativa de las emisiones del sector, siendo necesario mantener el seguimiento en los próximos años. También se calcula la intensidad de emisiones para cada subsector, las cuales, aunque han presentado leves cambios en el periodo de estudio, indican que se debe trabajar en la mejora del flujo de información de datos actividades para mejorar esta estimación y así presentar de manera más efectiva los esfuerzos realizados por las empresas del sector.

En el reporte igualmente se identifican proyectos de mitigación del sector que han sido registrados en la plataforma RENARE, sin embargo, se debe incentivar que las empresas del sector hagan el correspondiente registro de los proyectos de mitigación en los cuales se está trabajando, permitiendo contabilizar oficialmente las emisiones reducidas por la implementación de diferentes proyectos. Se identifica que existe una gran diferencia entre la cantidad de proyectos de mitigación registrados en la pla-

taforma y los proyectos mencionados en los reportes de sostenibilidad de las empresas. Estos últimos demuestran el compromiso por parte del sector en la reducción de sus emisiones mediante medidas asociadas a las líneas estratégicas del componente de mitigación PIGCCme siendo las principales generación eléctrica, eficiencia energética y emisiones fugitivas.

Finalmente, se mencionan las necesidades identificadas para el sistema MRV del sector minero energético, donde se destaca la necesidad de actualización de las cadenas causales, acorde a la actualización del PIGCCme y con las políticas subsectoriales, al igual que con el establecimiento de una articulación entre el RENARE y el MRVme, fortaleciendo así la capacidad de seguimiento de proyectos de mitigación del sector y la gestión de información requerida para la estimación de indicadores, emisiones e información de interés. Además, se presenta un plan de mejora para cada necesidad o dificultad encontrada en el sistema MRVme, algunos de estos planes de mejora incluyen: desarrollo de un protocolo para hacer seguimiento a proyectos valido para el MRV y RENARE, definir los criterios de búsqueda del SICOM (en concordancia con los criterios definidos por la UPME), incorporar la información de ferróniquel y agregados pétreos dentro de la estructura del MRVme al igual que revisar la información del sector para evaluar la inclusión de emisiones de SF₆ en el sector.

1 INTRODUCCIÓN

Colombia ha elaborado tres comunicaciones nacionales y tres reportes bienales de actualización, dentro de los cuales se ha publicado el inventario de emisiones GEI para la serie temporal de 1990-2018. En el tercer Reporte Bienal de Actualización (IDEAM, Natura, et al. 2021) se reportan que las emisiones nacionales netas totales para 1990 fueron de 220,257 Mt CO₂eq mientras que para el 2018 este valor se ubicó en 279,199 Mt CO₂eq, lo que en promedio representa emisiones históricas anuales de 245,085 Mt CO₂eq, absorciones de -12,29 Mt CO₂eq y emisiones netas de 232,79 Mt CO₂eq. Para la serie temporal, en promedio las emisiones se encuentran concentradas en su mayoría en la categoría AFOLU con un 63,4 %, seguido de energía con un 28,4 %, residuos con un 5,3 % y finalmente IPPU con 2,9 % de la participación.

De acuerdo con lo establecido por el IDEAM en el marco de la Tercera Comunicación Nacional de Cambio Climático (TCNCC), el sector minero energético es responsable de la estimación y reporte del inventario de emisiones de GEI de las categorías IPCC correspondientes a las actividades de quema de combustible (1A), emisiones fugitivas provenientes de la fabricación de combustible (1B), producción de etileno (2B8b), uso de SF₆ en equipos eléctricos (2G1) y humedales que permanecen como tales (3B4a) A partir de lo anterior, se definieron las emisiones del sector y se identificó diferencias entre las estimaciones de los Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero (INGEI), debido a procesos de mejora en el dato de actividad o por el uso de factores propios de emisión.

De esta forma, se hace evidente que el sector minero energético requiere un sistema de Monitoreo Reporte y Verificación (MRV) que le permita demostrar el cumplimiento de me-

tas nacionales e internacionales, así como asegurar la calidad y coherencia de los datos reportados, mediante la estandarización y verificación de procesos de medición, monitoreo, recolección, gestión de datos y reporte de información relacionada con el cambio climático. Este servirá para hacer seguimiento a las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), la implementación de medidas de mitigación con su respectiva reducción y el financiamiento de la gestión del cambio climático. De igual manera, este debe dar seguimiento a las medidas de adaptación emprendidas por el país, monitoreando, reportando y evaluando su implementación e impacto (MinAmbiente, GIZ y WRI, 2017).

El Ministerio de Minas y Energía (MME) ha adelantado un proceso de fortalecimiento institucional desde 2012 que le ha permitido avanzar en el cumplimiento de los compromisos y retos que el cambio climático generaría sobre el sector. Algunos de estos son el desarrollo de capacidad técnica instalada en la organización, mediante la creación del equipo de cambio climático en la Oficina de Asuntos Ambientales y Sociales, el desarrollo de estudios especializados realizados en conjunto con la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME, en adelante), y la formación del Plan Integral de Gestión de Cambio Climático del sector minero energético (PIGCCme, en adelante), adoptado por la Resolución 40807 de 2018 del MME, posteriormente actualizado y adoptado a través de la Resolución 40350 de 2021, cuyo objetivo es reducir la vulnerabilidad del sector ante el cambio climático y promover su desarrollo bajo en carbono con principios de sostenibilidad, a través de estrategias de mitigación y adaptación al cambio climático que serán objeto de este sistema MRV.

1.1 Objetivo del reporte

Presentar el reporte interno de avance en la implementación del sistema MRV para el seguimiento de las líneas estratégicas en el marco del PIGCCme (Resolución 40807 de 2018 del MME), siendo estas: eficiencia energética, generación de energía, gestión de la demanda y emisiones fugitivas.

1.2 Alcance del reporte

Este documento es el primer reporte interno del Sistema de Monitoreo, Reporte y verificación del Ministerio de Minas y Energía (MRVme); este reporte tiene como horizonte temporal la evolución del MRVme entre los años 2015 a 2020, en los cuales se hace seguimiento a las acciones e indicadores de los sectores de generación eléctrica, tanto en el Sistema Interconectado Nacional como en las Zonas No Interconectadas, el sector de petróleo y gas y el sector de minería de carbón. Se descarta el seguimiento a las industrias de coque, ya que, a pesar de estar asignadas por la Comisión Intersectorial de Cambio Climático (CICC), la función del Ministerio de Minas y Energía actualmente se centra en el cálculo de la emisión.

Este reporte tiene como público objetivo a todo aquel interesado en conocer el avance de las medidas de mitigación del sector, al personal técnico y administrativo del Ministerio de Minas y Energía y sus entidades adscritas, así como las empresas del sector.



2

CONTEXTO NACIONAL

2.1 Marco normativo

 **Tabla 2-1.** Marco normativo del MRVme

Ley	Descripción
Ley 1931 de 2018	Ley por la cual se establecen directrices para la gestión del cambio climático. Esta ley formaliza el Sistema Nacional de Cambio Climático (SISCLIMA) como el conjunto de políticas, normas, procesos y demás que de manera organizada gestiona la mitigación de gases de efecto invernadero y la adaptación al cambio climático. Igualmente crea el Consejo Nacional de Cambio Climático como órgano permanente de consulta de la comisión intersectorial del cambio climático. En la ley se indica que la formulación e implementación de los diferentes planes de gestión del cambio climático (PIGCCs) y el seguimiento a los mismos es responsabilidad de los diferentes ministerios. Igualmente, se establece el Registro Nacional de Reducción de las Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (RENARE) como parte del sistema nacional de información sobre cambio climático siendo un instrumento necesario para la gestión de información de las iniciativas mitigación de gases de efecto invernadero (GEI).
Resolución 1447 del 01 de agosto de 2018 de MinAmbiente	Resolución por la cual se reglamenta el sistema de monitoreo, reporte y verificación de las acciones de mitigación a nivel nacional (del que trata el artículo 175 de la Ley 1753 de 2015), en relación con el sistema de contabilidad de reducción y remoción de emisiones de GEI y el registro nacional de reducción de GEI (el cual incluye el registro nacional de Programas y Proyectos de acciones para la Reducción de las Emisiones debidas a la Deforestación y la Degradación Forestal de Colombia [REDD+]).
Resolución 0831 del 30 de septiembre de 2020 de MinAmbiente	Acto normativo que modifica el artículo 6 (relacionado con organismos de validación y verificación [OVV]), el artículo 17 (relacionado con reporte y cancelación en RENARE de resultados de mitigación de GEI), el artículo 34 (relacionado con las pautas que deberán seguir las diferentes metodologías elaboradas por los programas de certificación de GEI o estándares de carbono) y el artículo 54 (relacionado con el registro de iniciativas de mitigación de GEI existentes) de la Resolución 1447 del 01 de agosto de 2018, por la cual se reglamenta el sistema de monitoreo, reporte y verificación de las acciones de mitigación a nivel nacional (del que trata el artículo 175 de la Ley 1753 de 2015).

Ley	Descripción
Ley 2099 de 2021	Por medio de esta ley se dictan disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y se dictan otras disposiciones. En esta ley se hacen modificaciones a la Ley 1715 de 2014, promoviendo el desarrollo y la utilización de sistemas de almacenamiento para FNCE y el uso eficiente de la energía; igualmente se define el hidrogeno verde y azul, se dan nuevas disposiciones sobre el FENOGE y FONENERGIA y se consolidan instrumentos para la promoción de fuentes no convencionales de energía. En la ley se dan disposiciones sobre: el recurso geotérmico, destacándose la creación de un registro de proyectos geotérmicos; el desarrollo y uso de energéticos alternativos de origen orgánico o renovable; la promoción de la producción y uso de hidrogeno verde y azul y el desarrollo de la reglamentación necesaria para la promoción y desarrollo de las tecnologías de captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS). Finalmente, se menciona el giro de recursos para lograr menores tarifas en las ZNI, el desarrollo de soluciones híbridas en esas zonas y el papel del Centro Nacional de Monitoreo (CNM) como encargado del seguimiento y monitoreo de los activos de generación distribución de las ZNI.
Ley 2169 de 2021 Acción Climática	En respuesta a los diferentes compromisos climáticos adquiridos por el Gobierno de Colombia, la Ley de Acción Climática tiene por objeto establecer metas, medidas o acciones mínimas necesarias para que el país alcance la carbono neutralidad, la resiliencia climática y un desarrollo bajo en carbono en el corto, mediano y largo plazo. En términos generales, bajo el presente marco normativo se plantean 196 acciones destinadas a la mitigación de GEI y a la adaptación al cambio climático; entre ellas, establecer presupuestos de carbono para el periodo 2020-2030; reducir la deforestación neta de bosque natural a 0 hectáreas/año para el año 2030; reducir en un 51 % las emisiones de GEI en 2030; alcanzar la carbono neutralidad en 2050; entre otras.
Resolución 000007 del 29 de enero de 2021 del MME	Resolución por la cual se ajustan, a partir del 1 de febrero del año 2021, las tarifas de: i) impuesto nacional a la gasolina y al ACPM y ii) el impuesto nacional al carbono (impuesto nacional creado mediante la Ley 1819 de 2016, con el objetivo de desarrollar instrumentos económicos que incentiven el cumplimiento de metas asociadas con la mitigación de GEI a nivel nacional).
Resolución 40350 del 29 de octubre de 2021 del MME	Resolución por medio de la cual se modifica el Plan Integral de Gestión del Cambio Climático del sector minero energético, el cual fue adoptado a través de la Resolución 40807 de 2018. Presenta diferentes escenarios de mitigación que muestran las posibles rutas a la carbono neutralidad del sector minero energético a 2050, brindando, igualmente, información base para la adaptación y lineamientos para la resiliencia climática.

Fuente: elaboración propia



2.2 El sector minero energético en el Inventario Nacional GEI

La elaboración de los inventarios nacionales de GEI siguen las orientaciones metodológicas descritas en las Directrices del Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC) de 2006¹, las cuales corresponden a una actualización de las directrices IPCC versión revisada 1996 y de las Guías de las Buenas Prácticas IPCC 2000 y 2003. El Inventario Nacional de Emisiones y Absorciones de Gases de Efecto Invernadero (INGEI) incluye emisiones nacionales de las cuatro categorías de emisión contempladas por la metodología: energía; procesos industriales y uso de productos (IPPU, por sus siglas en inglés); agricultura, silvicultura y otros usos de la tierra (AFOLU, por sus siglas en inglés); y residuos. Los gases contemplados corresponden a los de efecto invernadero directo: CO₂, CH₄ y N₂O, HFC y los precursores de GEI: NOX, CO, COVDM y SO₂ (IDEAM et al., 2018). En el marco de los compromisos internacionales, el país ha elaborado tres comunicaciones nacionales y tres reportes bienales de actualización dentro de los cuales se ha publicado el inventario de emisiones GEI para la serie temporal de 1990-2018, siendo el responsable técnico de la elaboración de estos informes el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM).

El Tercer Informe Bienal de Actualización de Colombia a la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC) (IDEAM et al., 2021) informa que las emisiones nacionales netas totales para 1990 fueron de 220,2 Mt CO₂eq, 236,44 Mt CO₂eq para el 2014 y 279,2 Mt CO₂eq para el 2018, lo que en promedio representa emisiones netas de 232,79 Mt CO₂eq anuales. Para la serie temporal, en promedio las emisiones se encuentran concentradas en su mayoría en la categoría AFOLU con un 63,4 %, seguido de energía con un 28,4 %, residuos con un 5,3 % y finalmente IPPU con 2,9 % de la participación.

Para propósitos de apropiación y mejor entendimiento de las emisiones GEI generadas en el país, el IDEAM, en el marco de la Tercera Comunicación Nacional de Cambio Climático (TCNCC), propuso la homologación entre las cuatro categorías IPCC y los ocho sectores de economía presentes en el país siendo estos: 1) minas y energía, 2) industria manufacturera, 3) transporte, 4) residencial, 5) comercial, 6) agropecuario, 7) forestal y 8) saneamiento. Según INGEl, el sector minero energético aporta 10 % a la emisión total nacional, encontrándose en quinto lugar luego de los sectores de gestión de tierras forestales (36 %), agropecuario (26 %), transporte (11 %) e industria manufacturera (11 %). Destacándose que el nivel de emisiones de los sectores transporte, industria manufacturera y minas y energía tienen casi el mismo aporte a las emisiones nacionales.

El Ministerio de Minas y Energía en el marco del MRVme realiza la estimación y reporte del inventario de emisiones de GEI de las categorías IPCC correspondientes a los sectores de generación eléctrica en SIN y ZNI, petróleo y gas y minería de carbón. Dichas categorías corresponden principalmente a las actividades de quema de combustible (1A), emisiones fugitivas (1B) generadas en las operaciones de minería subterránea y de superficie y el sector de petróleo y gas, producción de etileno (2B8b), uso de SF₆ en equipos eléctricos (2G1) y humedales que permanecen como tales (3B4a). Los resultados arrojados y la información recolectada por el sistema MRV del PIGCC del sector minero energético es compartida con el IDEAM periódicamente con el propósito no solo de hacer seguimiento a las emisiones del sector, sino también de presentar las reducciones de las emisiones obtenidas verificando el cumplimiento de las metas sectoriales y manteniendo coherencia sectorial con el orden nacional.



2.3 El sector minero energético frente a la actualización de la NDC 2020

Como parte del proceso de actualización de NDC de Colombia, MinAmbiente y DNP adelantaron el proyecto Update and consolidation of sector GHG emissions scenarios and assessment of associated abatement costs. Este empleó el modelo *Low Emissions Analysis Platform* (LEAP) para la construcción y estimación de la línea base (o de referencia), los escenarios sectoriales, las trayectorias de mitigación y la evaluación de opciones de mitigación, así como, la actualización de escenarios de referencia de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) a nivel nacional para 2030 y 2050. Como parte de este proceso, se determinaron supuestos macroeconómicos y técnicos para adelantar la modelación, los cuales fueron validados y ajustados con la retroalimentación de las cartenas sectoriales del país (VITO et al., 2020).

Como resultado, el país se comprometió a alcanzar una reducción del 51 % de los GEI en 2030 respecto al año de referencia 2010, lo que equivale a 169 Mt CO₂eq (MinAmbiente, 2020). A pesar de que el escenario de referencia del sector disminuyó un 34 %, la meta del sector minero energético se ratificó nuevamente en 11,2 Mt CO₂eq en 2030, pues, desde su planteamiento y compromiso inicial, esta ha sido ambiciosa y pertinente a los avances en la implementación de acciones en años recientes, como muestra de su compromiso con el logro de las metas y compromisos del país. De esta forma, se espera que en 2030 el sector alcance un máximo de 26,5 Mt CO₂eq², para aportar, así, en la reducción de las emisiones totales nacionales del 18 %.

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

2. Valores de referencia. No deben ser interpretados como meta.

2.4 Emisiones GEI asignadas al sector minero energético en la NDC 2020

La asignación de emisiones de las distintas actividades a nivel nacional fue propuesta en la actualización de la NDC en el año 2020 (MinAmbiente, 2020) y esta asignación está a la espera de ser aprobada en el marco del comité técnico del Ministerio de Ambiente y de la CICC.

Tabla 2-2. Emisiones GEI asignadas al sector en la NDC 2020.

Categoría Asignada	IPCC	Subsector	Emisiones incluidas
Generación de electricidad	1A1a	Sistema Interconectado Nacional	Emisiones de CO ₂ , CH ₄ y N ₂ O por quema de combustibles en centrales termoeléctricas.
		Zonas No Interconectadas	Emisiones de CO ₂ , CH ₄ y N ₂ O por quema de combustibles.
Refinación de petróleo	1A1b	Petróleo y gas	Emisiones de CO ₂ , CH ₄ y N ₂ O por quema de combustibles en refinerías.
Manufactura de combustibles sólidos	1A1ci	Coque	Emisiones de CO ₂ , CH ₄ y N ₂ O por quema de combustibles en producción de coque*.
Otras industrias de la energía	1A1cii	Minería de carbón	Emisiones de CO ₂ , CH ₄ y N ₂ O por quema de combustibles en la producción de carbón.
		Petróleo y gas	Emisiones de CO ₂ , CH ₄ y N ₂ O por quema de combustibles en la extracción y procesamiento de petróleo y gas (procesamiento distinto a refinación de petróleo).
Minería (con excepción de combustibles) y cantería	1A2i	Otros minerales	Emisiones de CO ₂ , CH ₄ y N ₂ O por quema de combustibles en la producción de minerales pétreos.

Categoría Asignada	IPCC	Subsector	Emisiones incluidas
Transporte por gasoductos	1A3ei	Petróleo y gas	Emisiones de CO ₂ , CH ₄ y N ₂ O por quema de combustibles en el transporte de gas por gasoductos.
Minas subterráneas	1B1ai	Minería de carbón	Emisiones de CH ₄ y CO ₂ fugitivas y por quema en antorcha en actividades de minería de carbón subterránea.
Minas de superficie	1B2a ⁱⁱ	Minería de carbón	Emisiones fugitivas de CH ₄ en actividades de minería de carbón a cielo abierto.
Petróleo	1B2a	Petróleo y gas	Emisiones de CO ₂ , CH ₄ y N ₂ O fugitivas por venteo y por quema en antorcha en actividades de extracción, transporte y almacenamiento de petróleo.
Gas	1B2b	Petróleo y gas	Emisiones de CO ₂ , CH ₄ y N ₂ O fugitivas por venteo y por quema en antorcha en actividades de extracción, tratamiento, transporte y almacenamiento de gas natural.
Etileno	2B8b	Petróleo y gas	Emisiones de CH ₄ y CO ₂ generadas por los procesos de producción de etileno.
Producción de ferroaleaciones	2C2	Otros minerales	Emisiones de CO ₂ generadas por los procesos de producción de ferroaleaciones.
Equipos eléctricos	2G1	Sistema Interconectado Nacional	Uso de SF ₆ para generación eléctrica**.
Humedales que permanecen como tales	3B4a	Sistema Interconectado Nacional	Emisiones de CH ₄ y CO ₂ por difusión en humedales permanentes**.

Fuente: adaptado de Minambiente, 2020

* Emisiones de coque, aunque se entrega información para su estimación, no hacen parte de las emisiones de GEI de la cartera de Minas y Energía del país.

** Emisiones no asignadas directamente al Ministerio de Minas y Energía.

3

CONTEXTO SECTORIAL

3.1 Plan integral de cambio climático del sector minero energético (PIGCCme)

Adoptado mediante Resolución 40350 del 29 de octubre de 2021, el Plan Integral de Gestión del Cambio Climático del sector minero energético 2050 (denominado PIGCCme 2050) es la actualización del ya formulado PIGCCme —adoptado bajo Resolución 40807 del 02 de agosto de 2018 y en estado de implementación— con el objetivo de alcanzar la carbono neutralidad y la resiliencia climática del sector minero energético al año 2050. Asimismo, el PIGCCme 2050, considerado un documento soporte a la Ley de Transición Energética (Ley 2099 del 2021), tiene por objeto establecer lineamientos que permitan i) la articulación de la política energética con la política climática nacional bajo el principio permanente de aportar a la competitividad y la sostenibilidad del sector minero energético, ii) habilitar oportunidades para que la industria se prepare, fortalezca y contribuya al cumplimiento de metas relacionadas con el cambio climático del orden nacional, y iii) generar espacios que le permitan a la academia y a la sociedad apropiarse del plan.

En general, el PIGCCme 2050 se estructura en 3 fases: i) Fase de preparación (periodo 2018 – 2030), cuyo objetivo no solo es el cumplimiento de metas nacionales relacionadas con el cambio climático al año 2030 (establecidas en la NDC), sino también el desarrollo de acciones que habiliten y permitan definir la senda de carbono neutralidad y resiliencia climática más sostenible al año 2050 para el sector minero energético; ii) Fase de transformación (perio-

do 2030 – 2040), cuyo objetivo será la materialización, el seguimiento y la evaluación de las metas asociadas a la carbono neutralidad y resiliencia climática al año 2050 definidas en la primera fase (de ser necesario, se realizara un aumento de la ambición); iii) Fase de consolidación (periodo 2040 – 2050), cuya finalidad es la visualización del cumplimiento de la senda de carbono neutralidad y resiliencia climática del sector, de acuerdo con las actividades definidas e implementadas durante la primera y segunda fase. Adicionalmente, en esta fase se otorgarán los lineamientos necesarios para que los diferentes cambios estructurales se mantengan y prosperen en el tiempo.

Dicho esto, y con el objetivo de dar cumplimiento a la primera fase de la estrategia de largo plazo para alcanzar la carbono neutralidad del sector minero energético, la actualización del PIGCCme 2050 establece: i) la modelación de cinco escenarios de mitigación al año 2050 con el objetivo principal de alcanzar la carbono neutralidad del sector minero energético; y ii) la implementación de diferentes acciones que le permitan al sector minero energético alcanzar no solo sus objetivos climáticos al año 2030 (establecidos en la NDC y en la Ley 2169 de 2021) sino también habilitar diversas opciones para que la industria determine el camino más adecuado (costo-efectivo) para alcanzar la carbono neutralidad y la resiliencia climática al año 2050. Estas acciones son formuladas a través de tres componentes: i) mitigación, ii) adaptación, y iii) gobernanza.

En el componente mitigación, el principal objetivo es seguir trabajando por alcanzar la meta de reducción de emisiones de GEI del sector minero energético establecida en la NDC para el año 2030 (reducción de 11,20 Mt CO₂eq en relación con el total de emisiones proyectadas por el escenario de referencia o línea base que asciende a 39,10 Mt CO₂eq al año 2030) mientras se avanza en el desarrollo de mecanismos costo-efectivos para alcanzar la carbono neutralidad del sector. En este sentido, fueron desarrolladas cuatro líneas estratégicas previamente definidas en la Resolución 40807 de 2018; a saber: i) eficiencia energética con potencial de mitigación más probable de 1,44 Mt CO₂eq; ii) generación de electricidad con un potencial de mitigación más probable de 7,73 Mt CO₂eq; iii) gestión de la demanda con un potencial de mitigación más probable de 0,32 Mt CO₂eq; y emisiones fugitivas con potencial de mitigación más probable de 1,71 Mt CO₂eq. Asimismo, se trabajará en una línea estratégica adicional denominada sustitución energética y nuevas tecnologías cuyo objetivo principal será el impulso de nuevos combustibles en la producción del sector de minas y energía.

En el componente adaptación, el principal objetivo es incorporar la gestión del riesgo climático en la operación del sector minero energético, de forma que los impactos generados por la variabilidad climática y el cambio climático tengan la menor repercusión sobre los diferentes subsectores (energía eléctrica, hidrocarburos y minería). En este sentido, se espera que al año 2030 el sector minero energético cuente con un nivel de riesgo medio (o menor) en la totalidad de sus operaciones. Dicho esto, fueron desarrolladas cuatro líneas estratégicas: i) infraestructura resiliente; ii) planificación de corto y largo plazo; iii) gestión del entorno; y iv) información para la adaptación.

En el componente de gobernanza, el principal objetivo es fortalecer la gestión del sector minero energético en relación con i) la mitigación de emisiones de GEI asociadas a su desarrollo y crecimiento, y ii) la adaptación del sector a los diferentes efectos ocasionados por la implementación de diversas políticas climáticas globales. Así mismo, el PIGCCme 2050, en su componente de gobernanza, tiene como finalidad establecer diversos mecanismos o estrategias de articulación institucional, financiera, entre otras, de modo que permitan su adecuada implementación. En este sentido, fueron desarrolladas cinco líneas estratégicas: i) monitoreo, reporte y verificación (MRV); ii) operatividad; iii) gestión del conocimiento; iv) gestión financiera; v) cooperación para el desarrollo resiliente y bajo en carbono. Por último, cabe señalar que, dada la importancia que sugiere la apropiación del PIGCCme por parte de la ciudadanía, fueron formuladas doce actividades que buscan orientar el diálogo, el análisis y la reflexión sobre la política de cambio climático del sector minero energético con diversos agentes públicos y privados; a saber, ciudadanía, gobierno y academia.

La implementación del PIGCCme 2050 en su primera fase, y a través de los componentes mitigación, adaptación y gobernanza, habilita a la industria para la formulación de sus Planes Integrales de Gestión del Cambio Climático Empresarial (PIGCCe) al año 2024.

Como parte de la actualización del PIGCCme 2050, el Ministerio de Minas y Energía actualizó su línea base y sus escenarios de mitigación (Ministerio de Minas y Energía, 2021a), con los cuales se pretende establecer las rutas que deben tener las emisiones históricas para alcanzar la carbono neutralidad en 2050. Dentro de este documento se establecieron 6 escenarios a 2030, con potenciales de reducción entre 11,2 y 18,09 MtCO₂eq a 2030 y entre 21,2 y 31,6 MtCO₂eq para 2050³.

3. Estos potenciales de reducción incluyen las medidas de mitigación de la extracción de otros minerales, los cuales no se estimaron inicialmente para el MRVme.

3.2 Sistema de Monitoreo, Reporte y Verificación del sector minero energético (MRVme)

El documento “Propuesta del Sistema de Monitoreo, Reporte y Verificación (MRV) de Mitigación de Emisiones GEI del PIGCCme”, desarrollado en 2020, determinó 69 indicadores para el seguimiento de la implementación de las líneas estratégicas de mitigación del plan sectorial a lo largo de los 12 años de horizonte.

Estos consideran los desarrollos de la política pública, instrumentos normativos y regulatorios y las características del sector hasta 2018. Adicionalmente, se establecieron unos indicadores adicionales para ser estimados de acuerdo con el avance del proceso de implementación de nuevas tecnologías e instrumentos normativos sectoriales.



3.3 Arreglos institucionales desarrollados en el marco del MRVme

Teniendo en cuenta los avances presentados en la sección 4.1, en la siguiente tabla se presentan los avances de arreglos institucionales definidos para el desarrollo de MRVme.

⬇ **Tabla 3-1.** Arreglos institucionales para el desarrollo del MRVme.

Actor	Descripción
Alianza del sector eléctrico	El Ministerio de Minas y Energía, en conjunto con XM, instauró la Alianza del Sector Eléctrico Carbono Neutral (ASECN) como un mecanismo voluntario que reúne compañías del subsector de energía eléctrica en Colombia; esto con el objetivo de alcanzar la carbono neutralidad de las actividades desarrolladas por el Sistema Interconectado Nacional (SIN) al año 2050. Hasta la fecha, las compañías adscritas a la Alianza son: AES, Air-e, CELSIA, Emgesa, ENEL, Grupo Energía Bogotá, Grupo EPM, ISA Intercolombia, ISA Transelca, y Urrá.
UPME y XM	Desde 2019 Minenergía, UPME y XM han trabajado conjuntamente en la estimación del factor de emisión del Sistema Interconectado Nacional y así poder mejorar la información para el cálculo del mismo y reducir los tiempos de publicación del factor.
XM	En conjunto con XM se trabajó en el desarrollo del API para así poder obtener la información necesaria para la estimación parte de los indicadores del MRVme.

Fuente: elaboración propia

4 SEGUIMIENTO AL MRV

4.1 Avance de implementación del MRV

En esta sección se muestran los avances y elementos contextuales que hacen posible la implementación de la política pública de la gestión del cambio climático del sector minero energético y que contribuyen a la consolidación de sistema MRVme. Este sistema se ha visto favorecido por los últimos desarrollos en política pública relacionado con cambio climático y transición energética, la mejora de información base para la estimación de emisiones de gases de efecto invernadero y actividades asociadas al sector y a los diferentes arreglos institucionales que permiten brindar mayor robustez y precisión en el monitoreo y seguimiento de los indicadores del sector.

El Plan integral de Gestión del Cambio Climático del sector minero energético, adoptado mediante la Resolución 40807 de 2018 y modificado por la Resolución 40350 de 2021, contiene 116 acciones para implementar de forma escalonada hasta el año 2030. A 2021, el porcentaje de implementación del PIGCCme fue de 40 %.

4.1.1 Avances de implementación transversales

Los avances dan cuenta del proceso de implementación del PIGCCme, específicamente en la consolidación validación y fortalecimiento de la medición y obtención de información para la estimación de las emisiones de GEI del sector.

Actualización metodológica de estimación de emisiones GEI

Como parte de la mejora continua de la estimación de emisiones, para el año 2020 se revisaron varios factores de emisión empleados para estas estimaciones, entre los cuales se encuentran los empleados para estimar CO₂ por la quema de GLP, los empleados para estimar emisiones en antorchas en la industria del petróleo, y algunos referentes a las emisiones fugitivas en los procesos de extracción de gas natural.

Por otro lado, se han incluido nuevas categorías de estimación de emisiones, comparadas con el reporte "Propuesta del sistema de Monitoreo, Reporte y Verificación (MRV) de Mitigación de emisiones GEI del PIGCCme" elaborado por el Ministerio de Minas y Energía (2020) y que sirvió de base para la formulación de este Reporte MRVme, como lo son emisiones por quema de combustibles en el transporte por oleoductos. Adicionalmente, se contempla incluir la quema de combustibles en ferroaleaciones y agregados pétreos y por procesos de producción de ferroaleaciones en el 2022 como parte del trabajo desarrollado con el Proyecto de Materias Primas y Clima de la GIZ.

Así mismo, se realizó un proceso de estimación de emisiones para cada departamento usando como referencia la información de actividades minero energéticas; en los casos en los que la información no pudo ser desagregada por departamentos, se definió una metodología que permite tener una aproximación departamental basada en su relación con otra información que sí se encuentre en ese nivel de desagregación.

Esta actualización metodológica permite que el sector tenga, a nivel departamental, las emisiones GEI asociadas a la generación de energía en SIN y ZNI, la extracción, tratamiento, transporte, almacenamiento, refinamiento y distribución de petróleo y gas, y a la extracción de carbón y otros minerales hasta el año 2020.

Actualización de la línea base y escenarios de mitigación a 2030 y 2050

Se realizó la actualización de las proyecciones, tanto para la línea base como para los escenarios de mitigación a 2030 y 2050, como parte de la actualización del PIGCCme a 2050, incorporando información actualizada suministrada por empresas y entidades adscritas al Ministerio de Minas y Energía que hacen parte del sector. Dentro de los escenarios planteados en esta actualización, se mantuvo un escenario con un potencial de reducción de 11,2 Mt CO₂eq y, con medidas adicionales planteadas en la ruta hacia la carbono neutralidad, podría alcanzarse, en el escenario más ambicioso, un potencial de mitigación hasta de 18 Mt CO₂eq a 2030 (Ministerio de Minas y Energía, 2021a).

Acuerdos voluntarios

El PIGCCme 2050 promueve el desarrollo de acuerdos voluntarios con la industria del sector minero energético de Colombia, como un mecanismo de negociación y colaboración mancomunada entre el sector público y privado que busca: i) la apropiación del PIGCCme 2050, ii) el cumplimiento de objetivos climáticos establecidos por el Gobierno Nacional (desarrollo bajo en carbono), y iii) reporte y mejora de información de la gestión del cambio climático.

De esta forma, el Ministerio de Minas y Energía ha avanzado en este aspecto, mediante la conformación de la Alianza del Sector Eléctrico por la Carbono Neutralidad (ASECN), en la que, junto con XM y 10 empresas del sector eléctrico, voluntariamente se ha establecido el compromiso de alcanzar la carbono neutralidad antes del año 2050 y la promoción de la competitividad de la industria nacional de manera sostenible. Asimismo, se han consolidado cuatro manifestaciones de interés en las que se están definiendo los alcances que permitan cumplir estos objetivos, firmadas por Asociación Colombiana del Petróleo (ACP), Acolgen, Ecopetrol y Naturgas.

4.1.2 Avances de implementación por líneas estratégicas

En cuanto a las acciones de mitigación, este plan considera un total de 30 acciones articuladas en 4 líneas estratégicas. A continuación, se presenta un breve recuento de los avances realizados en el periodo de reporte para cada línea estratégica:

Generación de energía

Esta línea estratégica tiene un potencial de reducción de emisiones de GEI de 7,73 MtCO₂eq a 2030⁴, mediante la implementación de las siguientes cinco acciones:

- 1 Apoyar la reglamentación e implementación del Decreto 570 de 2018 y el marco regulatorio que se genere en el marco de la Ley 1715 de 2014.
- 2 Apoyar la gestión para la viabilización ambiental y social de proyectos de generación que permitan la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.
- 3 Fortalecer la plataforma tecnológica del Centro nacional de Monitoreo de manera que se pueda hacer actualización en línea del factor de emisión de ZNI y potencial energético.
- 4 Identificar el potencial por tipo de energético a nivel regional.
- 5 Fomentar la financiación vía FAZNI y FENOGE de proyectos FNCER adicionales a las tecnologías solares en ZNI.

Los avances en términos de desarrollo normativo, diversificación de la canasta eléctrica y la transición energética se describen a continuación:

Avances normativos

En cuanto a los avances de esta línea estratégica, el gobierno habilitó los instrumentos normativos y de mercado que impulsaron la inversión en Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), tales como, la subasta de energía en firme, las subastas de contratación a largo plazo y los incentivos establecidos en la Ley 1715 de 2014 (Ministerio de Minas y Energía, 2019). Esto permitió alcanzar un mayor grado de diversificación de la canasta eléctrica mediante el aumento de la capacidad de estas fuentes en 2500 MW para el año 2022, lo que representa un incremento de 1000 MW frente a la meta inicial de 1500 MW presentados en el Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022.

Las subastas de largo plazo formuladas a su vez impulsaron la integración futura de más de 2800 MW de FNCER, instalados o en construcción, con más de 50 proyectos de iniciativa privada. Se espera alcanzar un 13 % de la generación de energía nacional a partir de FNCER, superando la meta de 1500MW estipuladas en el Plan Nacional de Desarrollo. Adicionalmente, esta contribuye a la Política de Crecimiento Verde del país (CONPES 3934) (Ministerio de Minas y Energía, 2020). La entrada de esta nueva capacidad de generación renovable, en el escenario más optimista, podría evitar hasta 9 Mt CO₂eq a 2030, suponiendo que se desplaza la generación térmica por condiciones naturales del Mercado (Ministerio de Minas y Energía, 2020).

Se apoyó el desarrollo de la reglamentación de la energía geotérmica, contribuyendo con la elaboración del proyecto de decreto “Por medio del cual se adiciona el Decreto 1073 de 2015 para establecer las disposiciones para desarrollar actividades orientadas a la generación de energía eléctrica a través de geotermia”. El anterior documento fue publicado para participación ciudadana en diciembre de 2020 y agosto de 2021, y recibió comentarios que deben considerarse para la versión final que será adoptada.

Adicionalmente, el MME elaboró la resolución que reglamenta los lineamientos técnicos y operacionales “Por la cual se establecen los requisitos técnicos que regirán el registro de exploración y registro de explotación del Recurso Geotérmico con fines de generación de energía eléctrica” (Ministerio de Minas y Energía, 2022), con el fin de lograr que las actividades de exploración y explotación se lleven a cabo siguiendo las mejores prácticas internacionales y experiencias disponibles. El anterior documento fue publicado para participación ciudadana en enero de 2021, y recibió comentarios que deben considerarse para la versión final que será adoptada.

Avances e hitos adicionales

Conscientes de la importancia de la generación de energía renovable en la reducción de emisiones a nivel global, Colombia asumió una nueva meta regional para la incorporación de energías limpias en el marco de la COP25 realizada en 2019. Se espera que en el año 2030 al menos un 70 % de la energía que produce América Latina y el Caribe provenga de fuentes renovables, lo que equivale a 78 GW adicionales para la región, de los cuales, Colombia aspira aportar con 4 GW. Además de Colombia, Honduras, Guatemala, Haití, República Dominicana, Chile, Ecuador, Costa Rica, Perú y Paraguay se han sumado a esta iniciativa (Ministerio de Minas y Energía, 2020). Esta iniciativa regional colectiva establece una meta nacional del 71 % de energía renovable, de la cual el 13 % es por Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), al 2030 (OLADE, 2019).

Finalmente, con la adopción de la Resolución 40350 de 2021, que modifica el PIGCCme, se incluyen actividades para apoyar la reglamentación e implementación de la Ley 2099 de 2021 en los temas directamente relacionados con disminución de GEI.



4. La modelación de diferentes escenarios de mitigación ha permitido disminuir la incertidumbre sobre los potenciales de mitigación de las diferentes líneas estratégicas. Los potenciales de mitigación presentados a 2030 corresponden al Escenario 0, la información sobre supuestos y posibles rangos de disminución de emisiones por línea estratégica a 2030 se encuentra en el documento “ Escenarios de mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero a 2030 y carbono neutralidad a 2050.” citado en este documento como (Ministerio de Minas y Energía, 2021a)



Eficiencia energética en el sector minero energético

Esta línea estratégica tiene un potencial de reducción de emisiones de GEI de 1,44 MtCO₂eq a 2030⁴. Para alcanzar esta meta, se han propuesto las siguientes acciones a implementar.

- 1 Caracterizar y determinar el potencial de mejora de eficiencia en operaciones del sector minero energético teniendo en cuenta un análisis de costo efectividad.
- 2 Complementar y validar las metas del potencial de mejora de eficiencia energética a partir de la formulación de planes de gestión eficiente de energía en la industria minero energética.
- 3 Construir los estudios de impacto económico de las mejoras de eficiencia energética del sector minero energético y presentar una propuesta de inclusión de las actividades por código CIU que puedan acceder a los incentivos disponibles del PROURE.
- 4 Establecer las metas subsectoriales de eficiencia para el sector minero energético teniendo en cuenta criterios de costo-eficiencia y costo-efectividad.

- 5 Incluir metas concertadas sectoriales en el PROURE del lado de la oferta y especificar su naturaleza obligatoria.
- 6 Realizar un análisis sobre la operación de las centrales térmicas y la información reportada ante las distintas entidades, haciendo especial énfasis en variables como el poder calorífico y Heat Rate entre otros.
- 7 Identificar, bajo un escenario de mercado de emisiones, los límites técnicos y características de dinámica de mercado eléctrico de las distintas tecnologías instaladas en el parque eléctrico nacional, con el objetivo de dar insumo a MinAmbiente para la construcción del mercado.
- 8 Identificar estrategias financieras que permitan dar solución a las restricciones de transmisión por medio de créditos o certificados de carbono.
- 9 Identificar y eliminar las barreras asociadas a la formulación e implementación de proyectos en el sistema de Distribución Local (SDL).
- 10 Establecer lineamientos y necesidades de reglamentación de baterías y otros sistemas de almacenamiento de energía eléctrica y térmica.

Avances normativos

Se dio apoyo a la UPME para elaborar la tercera versión del Plan de Acción Indicativo del Programa de Uso Racional de Energía PAI-PROURE del año 2021 que posteriormente será adoptado por el Ministerio de Minas y Energía.

En este documento se propone una visión a largo plazo de la eficiencia energética como recurso fundamental en la transformación energética, así como las metas indicativas de eficiencia energética estimadas a partir de medidas costo-eficientes. Este ejercicio proyecta el impacto de la eficiencia energética en la demanda y las emisiones en el periodo 2021-2030 y se realiza un análisis beneficio costo de las medidas estudiadas.

Con los resultados de este ejercicio, la UPME identifica las medidas que requieren incentivos tributarios para poder ser desarrolladas y con ello alcanzar las metas de eficiencia energética potenciales.

Avances e hitos adicionales

En relación con la definición de metas de eficiencia energética, se realizó la estimación del potencial para el sector termoeléctrico y se obtuvieron 5 escenarios, 3 correspondientes a potenciales de ahorro por gestión de operación y mantenimiento, 2 por mejora tecnológica, con porcentajes promedio de ahorro entre 0,8 % y 5,4 %. A continuación, se sintetizan los resultados:

- **Escenario 1:** bajo este escenario, a 2035 el rango de ahorro en el consumo energético acumulado por gestión de operación y mantenimiento del parque térmico nacional podría oscilar entre 8.671 y 10.491 MBTU.
- **Escenario 2:** en este escenario, el promedio mensual de ahorro del periodo es de 148,53 GBTU, el máximo de 339,61 GBTU y el mínimo de 48,42 GBTU. A 2035 el rango de ahorro en el consumo energético acumulado por gestión de operación y mantenimiento del parque térmico nacional podría oscilar entre 25.341 y 29.913 MBTU.

Las acciones de mitigación enfocadas en generación de energía eléctrica y eficiencia energética tienen un potencial de reducción de emisiones de GEI de 7,73 y 1,44 MtCO₂eq a 2030 respectivamente

- **Escenario 3:** en este caso, el promedio mensual de ahorro del periodo es de 164,61 GBTU, el máximo de 356,94 GBTU y el mínimo de 49,48 GBTU. A 2035 el rango de ahorro en el consumo energético acumulado por gestión de operación y mantenimiento del parque térmico nacional podría oscilar entre 26.718 y 31.641 MBTU.
- **Escenario 4:** para este escenario, el promedio mensual de ahorro del periodo es de 366,02 GBTU, el máximo de 875,35 GBTU y el mínimo de 125,60 GBTU. A 2035 el rango de ahorro en el consumo energético acumulado por gestión de operación y mantenimiento del parque térmico nacional podría oscilar entre 58.860 y 69.844 MBTU.
- **Escenario 5:** el potencial de ahorro promedio del parque térmico para este escenario es de 5,4 %, el promedio mensual de ahorro del periodo es de 353,97 GBTU, el máximo de 937,41 GBTU y el mínimo de 125,60 GBTU. A 2035 el rango de ahorro en el consumo energético acumulado por gestión de operación y mantenimiento del parque térmico nacional podría oscilar entre 59.324 y 70.905 MBTU.



Respecto al sector de hidrocarburos, el potencial de eficiencia energética para el segmento de oferta se evaluó en 3 escenarios, correspondientes a los escenarios previstos por la UPME para la producción de hidrocarburos. Para los tres escenarios se identificaron oportunidades de ahorro para cuatro categorías: optimización de procesos, actualización de procesos, generación de energía y recuperación de gas:

- **Escenario 1:** en este escenario, el promedio mensual de ahorro de las cuatro categorías de ahorro del periodo es de 2.370 TJ, el máximo de 3.641 TJ y el mínimo de 979 TJ. A 2030 el rango de ahorro en el consumo energético acumulado asciende a 26.073 TJ, siendo la categoría de recuperación de gas la que más ahorro representa para el sector.
- **Escenario 2:** en este escenario, el promedio mensual de ahorro de las cuatro categorías de ahorro del periodo es de 3.009 TJ, el máximo de 3.764 TJ y el mínimo de 2.399 TJ. A 2030 el rango de ahorro en el consumo energético acumulado asciende a 33.096 TJ.
- **Escenario 3:** en este escenario, el promedio mensual de ahorro de las cuatro categorías de ahorro del periodo es de 3.757 TJ, el máximo de 5.323 TJ y el mínimo de 2.837 TJ. A 2030 el rango de ahorro en el consumo energético acumulado asciende a 41.327 TJ, siendo la categoría de recuperación de gas la que más ahorro representa para el sector.

Respecto a minería, se consideraron tres escenarios de producción de minerales para el análisis, en donde se discrimina el ahorro en dos categorías: buenas prácticas operacionales y optimización tecnológica. A continuación, se presentan los resultados:

- **Escenario 1:** en este escenario, el promedio mensual de ahorro de las dos categorías de ahorro del periodo es de 1.110 TJ, el máximo de 1.531 TJ y el mínimo de 878 TJ. A 2030 el rango de ahorro en el consumo energético acumulado asciende a 14.592 TJ, siendo la categoría de optimización tecnológica la que más ahorro representa para el sector.
- **Escenario 2:** en este escenario, el promedio mensual de ahorro de las dos categorías de ahorro del periodo es de 1.038 TJ, el máximo de 1.304 TJ y el mínimo de 878 TJ. A 2030 el rango de ahorro en el consumo energético acumulado asciende a 13.639 TJ, siendo la categoría de optimización tecnológica la que más ahorro representa para el sector.
- **Escenario 3:** en este escenario, el promedio mensual de ahorro de las dos categorías de ahorro del periodo es de 834 TJ, el máximo de 943 TJ y el mínimo de 739 TJ. A 2030 el rango de ahorro en el consumo energético acumulado asciende a 10.983 TJ, siendo la categoría de optimización tecnológica la que más ahorro representa para el sector.



Emisiones fugitivas

Esta línea estratégica tiene un potencial de reducción de emisiones de GEI de 1,71 MtCO₂eq a 2030⁴. En 2020 se avanzó en la cuantificación y reducción de las emisiones fugitivas del sector hidrocarburos (Ministerio de Minas y Energía, 2020). Se propusieron las siguientes acciones para esta línea estratégica:

- 1 Realizar un balance de la información existente en las distintas entidades que han requerido a las empresas y operadores sobre los equipos e instalaciones en cada una de las facilidades, en donde se debe realizar un conteo de los existentes y en uso, incluyendo su tipo y cantidad, así como el tipo y número de instalaciones.
- 2 Efectuar una campaña de detección de emisiones fugitivas en campos seleccionados por medio de la tecnología de cámaras infrarrojas para determinar el impacto generado y analizar opciones de corrección.
- 3 Definir las categorías de reporte de emisiones fugitivas y establecer el factor de emisión nacional correspondiente a cada una de las mismas, identificando los tipos de equipos para los que se requiera efectuar mediciones para obtener factores de emisión nacional.
- 4 Desarrollar herramientas de estimación (hoja de cálculo, WS).
- 5 Definir el mecanismo de reporte de emisiones fugitivas por parte de las empresas.
- 6 Análisis estadístico, selección de campos a verificar y verificación de campos seleccionados.
- 7 Definir y regular el flujo de información sobre reporte y verificación entre las entidades competentes.

Las acciones de mitigación enfocadas en emisiones fugitivas y gestión activa de la demanda tienen un potencial de reducción de emisiones de 1,71 y 0,32 MtCO₂eq a 2030 respectivamente

- 8 Formular un marco regulatorio en el que se le requiere a las empresas: programas de detección y reparación de fugas periódicos, estrategias de aprovechamiento de gas por medio de las cuales se reduzca la quema, estrategias que promuevan la eficiencia energética en instalaciones y equipos, y estrategias que promuevan el uso de equipos y tecnologías con bajos factores de emisión.
- 9 Reglamentar la elaboración de inventarios de emisiones de GEI en las instalaciones de los campos de exploración, explotación y producción entre otros, a partir de los cuales se podrá fortalecer el sistema de fiscalización actual.
- 10 Definir los lineamientos técnicos mínimos para que las empresas lleven a cabo inventarios de emisiones y detección de fugas.
- 11 Incluir lineamientos de mínimos técnicos requeridos en la reglamentación sectorial para proyectos de hidrocarburos de yacimientos no convencionales y nuevas instalaciones para convencionales.

Avances normativos

Se brindaron los insumos sobre emisiones fugitivas para la elaboración del proyecto resolución “Por la cual se dictan requerimientos técnicos y procedimientos para la detección y reparación de fugas, el aprovechamiento, quema y venteo de gas natural durante las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos”.

Avances e hitos adicionales

En 2019 el MME formuló una metodología voluntaria para que las empresas del sector hidrocarburos puedan certificar la reducción de emisiones fugitivas que han logrado a través de proyectos de mitigación, generando así instrumentos que impulsen la adopción de mejores prácticas dentro de la industria. Asimismo, se desarrolló un modelo top-down para la estimación de emisiones fugitivas en producción de hidrocarburos en Colombia y su correspondiente incertidumbre (Ministerio de Minas y Energía, 2020).

En el 2020, se elaboró el borrador de la regulación de emisiones fugitivas, definiendo el alcance, conceptos técnicos clave, medios de entrega de información y el marco metodológico para la medición de emisiones, su identificación, clasificación y cuantificación. También se define el plazo para realizar el diagnóstico para definir las emisiones del año base; el marco metodológico para que los regulados documenten un programa de prevención y mitigación de emisiones de metano; los requisitos técnicos de los participantes en el desarrollo del programa; los plazos para desarrollar el programa; quién supervisa el cumplimiento del programa; los requerimientos mínimos de tecnología y los umbrales de emisiones que deberán tener las nuevas instalaciones y sus componentes; además del sistema de recuperación de vapores, bombas neumáticas, compresores, entre otros.

En el 2021 se realizaron ajustes a las reglamentaciones y paralelamente se impulsaron capacitaciones, como parte del aprestamiento para la implementación de la regulación en materia de emisiones de metano, a la Agencia Nacional de

Hidrocarburos (ANH) como entidad de fiscalización. La selección de temáticas para las mesas de trabajo, respondieron a lo que se ha identificado, en la experiencia internacional, como los retos más relevantes en la implementación de la regulación en materia de emisiones. Adicionalmente, el enfoque de estas conversaciones se centró en una discusión teórico-práctica, es decir, exponiendo el conocimiento científico aplicado a la implementación de regulación en esta materia. Lo anterior, desde el punto de vista, tanto del ente regulador, como del operador

Gestión activa de la demanda

Esta línea estratégica tiene un potencial de reducción de 0,32 Mt CO₂eq a 2030⁴. Para alcanzar esta meta se avanzó en la caracterización de demanda por regiones y subsectores (Ministerio de Minas y Energía, 2020). Las acciones establecidas para esta línea estratégica fueron las siguientes:

- 1 Establecer lineamientos de política que permitan el desarrollo de la regulación requerida para la implementación de modelos de tarificación horario o canasta de tarifas a los usuarios del sistema.
- 2 Promover el uso de equipos que permitan el almacenamiento de energía eléctrica como herramienta para la gestión eficiente de la energía mediante el desplazamiento de los picos de demanda.
- 3 Impulsar la implementación de los objetivos dispuestos en la Resolución MME 072 de 2018, sobre la infraestructura de medición avanzada (AMI), la que la modifique o sustituya; y lo definido en la línea de acción 25 del CONPES 3934 de Política de Crecimiento Verde.
- 4 Definir y reglamentar el mecanismo que habilite la agrupación de usuarios para ofertar su demanda de energía eléctrica en el mercado de energía.

• **Avances normativos**

En el 2019 se diseñaron tres programas de respuesta de la demanda, los cuales buscan reducir o desplazar el consumo; estos son:

- **Tarifa intradiaria:** tarifas diferenciadas durante el día.
- **Gestión de carga:** negociación bilateral con el comercializador o un tercero.
- **Demanda de mercado:** negociación con el mercado de energía.

Se estimó que el aporte potencial en energía de estos programas es de 2533,8 GWh.

En 2020 se realizó el reto de cultura energética, con el objetivo de promover el empoderamiento del usuario para implementar hábitos que garanticen el empleo eficiente de la energía.

Asimismo, se elaboró la Guía de formulación Programas Respuesta a la Demanda (RD) que describe:

- Las herramientas útiles para la identificación de los usuarios, donde se incluye la descripción de estrategias de comunicación, notificaciones al usuario y los canales de comunicación que pueden ser usados para transferir la información.
- Elementos que deben ser informados al usuario, entre los que están, socializar los habilitadores y los beneficios de los programas RD.
- Descripción y resultados de aplicación de una herramienta que permite identificar las preferencias de los usuarios en temas relacionados con cultura energética y programas RD.

- Etiqueta de eficiencia energética en los electrodomésticos.
- Expectativas de los usuarios.
- La instauración de las tarifas horarias como estrategia que puede ayudar a acelerar la implementación de estos mecanismos según los usuarios regulados (UR), mientras que, para los usuarios no regulados (UNR), es la definición de una política pública que establezca un porcentaje obligatorio de participación en los programas RD.
- Herramienta de investigación.
- La principal barrera para los UR se encuentra ligada con la disposición del medidor inteligente, mientras que para los UNR es la falta de información o de herramientas para la gestión del consumo de energía.
- Descripción general de las tres estrategias de fomento definidas: i) Difusión sectorial, en la cual, el foco es la transformación de la cultura del consumidor de energía eléctrica en torno a acciones que permitan la reducción o el desplazamiento de la energía; ii) Aprendizaje vivencial, estrategia orientada a fomentar la participación del usuario en los programas RD mediante la potencialización de las experiencias que el mismo cliente puede tener en contacto con los sistemas de medición avanzada y las aplicaciones desarrolladas para la gestión de la información de consumos energéticos y iii) Potencializar oportunidades, que se basa en la oportunidad de fidelización de los usuarios participantes en los programas RD y la de convocatoria para vincular a nuevos usuarios.

En 2021 se realizó una caracterización de pilotos en las Zonas No Interconectadas (ZNI) y el Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Programas Respuesta a la Demanda, donde se describió:

- La estrategia de implementación de los pilotos de programas RD, que permitirá probar la validez de los supuestos considerados en el diseño de los programas, identificar los componentes de aciertos y desaciertos para intervenirlos, ensayar la eficacia y pertinencia de los instrumentos, metodología y protocolos diseñados para los programas e identificar las variables de interés y cómo medirlas convenientemente.
- Se presenta una guía para el diseño de pilotos, que puede ser usada por las empresas oferentes de los programas RD, independientemente del tipo de conexión de la red eléctrica.
- Para el diseño del piloto, se definen cinco etapas: i) Planeación, ii) Preinstalación, iii) Instalación, iv) Ejecución y v) Evaluación.
- Como resultado de este análisis, en esta sección se muestra el diseño de piloto RD en tres zonas, para las ZNI, la ubicación seleccionada es en el departamento de Vichada y para el SIN los departamentos de Cundinamarca y Valle del Cauca.
- Para ambos pilotos el programa RD se considera que el nivel de respuesta de la demanda está dado por una señal de precio o incentivo que modifique el consumo de energía eléctrica, desplazamiento y reducción.
- Para la valoración del piloto RD se consideró un análisis de los potenciales beneficios, así como los costos estimados de desarrollar el piloto RD, ambos con el objetivo de cuantificar cada factor que pueda impactar la ejecución de este. De acuerdo al análisis de las zonas, se propone que los pilotos se desarrollen en los siguientes lugares: Bogotá (Zona 1),

Palmira y sus alrededores (Zona 2) y Puerto Carreño (Zona 3).

Asimismo, con el objetivo de avanzar en el cumplimiento de las metas de gestión de la demanda, se identificaron los requerimientos para la implementación de Comunidades Energéticas en Colombia que promuevan la gestión activa de la demanda. Se analizan las experiencias internacionales relacionadas con comunidades energéticas y, respecto a las experiencias nacionales, se identifican iniciativas ciudades energéticas, comunidades solares, energía entre pares (P2P), distritos térmicos y trabajo en comunidad.

También se presentan las mejores prácticas, lecciones aprendidas, así como el análisis del marco normativo y la identificación de las brechas y acciones para la implementación de comunidades energéticas. A continuación, se mencionan las más importantes:

- Difundir los beneficios de las comunidades energéticas.
- Crear estrategias de capacitación y acompañamiento para líderes energéticos comunitarios.
- Fortalecer las capacidades académicas de los profesionales relacionados con la temática, al establecer mecanismos y puentes de comunicación entre profesionales y comunidades.
- Establecer mecanismos de difusión para evidenciar los beneficios de la CE a la comunidad.
- Definir los criterios para acceder a estas líneas de financiación y que se puedan garantizar los recursos.
- Establecer mecanismos de financiación específicos para el inicio del proyecto.

Avances e hitos adicionales

El sector minero energético, por primera vez, realizó una caracterización de demanda que permitió establecer seis tipos de curvas de consumo y su potencial para mitigar GEI por región y subsectores, en total 2.087.303 t CO₂eq para el año 2030 (ver Tabla 4-1).

Tabla 4-1. Tipos de curva de demanda

Delfín rosado: consumo con al menos tres aumentos o picos: mañana, mediodía y noche.	Tortuga: asociado a la actividad laboral diurna. Ejemplo: comercio.	Zarigüeya: consumo principalmente nocturno. Ejemplo: alumbrado público.
Manatí/Caimán: procesos productivos sin variaciones representativas en el día. Ejemplo: industria	Oso perezoso: consumo con 1 o 2 cambios al día (2 o 3 horas, residencial o cierre temporal establecimiento). Ejemplo: usuario que sale a trabajar y solo consume energía en su casa en la mañana y en la noche	Rana: sin patrón definido, semialeatorio y sin relación a las horas del día.

Fuente: elaboración propia con base en Ministerio de Minas y Energía, 2020



Se estima una participación de 704 mil hogares y empresas en programas de respuesta de la demanda y ahorros cercanos a 63 millones USD para los usuarios y reducción de emisiones de hasta 2,08 Mt CO₂eq en el año 2030. Asimismo, fue posible determinar que, en Colombia, el 90% de los usuarios están interesados en participar en esta iniciativa (Ministerio de Minas y Energía, 2020).

En el 2021, se inició el primer piloto de Programas de Respuesta de la Demanda en Colombia en una ZNI (Puerto Carreño) y se establecieron lecciones aprendidas para seguirlos implementando:

- La comunicación es una de las actividades más importantes para llevar a cabo cualquier acercamiento con las personas. Particularmente cuando las temáticas a abordar tienen que ver con el manejo de tecnología con la que no se está familiarizado y con el acceso a beneficios de diversa índole al hacer cambios en los hábitos de consumo.
- Es necesario agotar los mecanismos y estrategias para informar a la comunidad, para garantizar que la información llegue oportunamente y al mayor número de personas.

- En el proceso de instalación de los medidores, se identificó que en algunas viviendas era necesaria la legalización y la seguridad de los puntos de conexión. Se encontraron casos en los que varias viviendas se hallaban conectadas a un mismo contador.
- Las condiciones climáticas son un factor que retrasa la realización de actividades que impliquen el desplazamiento de los usuarios al lugar de capacitación.
- Dada las características sociodemográficas, pueden presentarse retrasos para la apropiación de la información de forma extensiva. Por ejemplo, usuarios de la tercera edad tuvieron dificultades para uso del dispositivo asociado al medidor y no entendían las señales auditivas recibidas o la información recibida podría ser confusa.
- Tener presente las condiciones socioculturales de la población cuando se programan sesiones grupales de capacitación. Es más efectivo el proceso si se realiza un proceso híbrido que considere actividades masivas y personalizadas en los momentos de interacción con los usuarios durante el proceso de instalación para transmitir los mensajes fundamentales del proyecto e incluso para recolectar información en sitio.

4.2 Estimación y análisis de los indicadores definidos para el MRVme

Los indicadores definidos para el MRVme permiten rastrear el grado de implementación del PIGCCme y los efectos derivados de su implementación. En la Tabla 4-2 se encuentra la descripción de cada uno de los tipos de indicadores empleados en el MRVme.

⬇️ **Tabla 4-2.** Tipos de indicadores empleados en el MRVme.

Metodología	Pasos involucrados
Indicadores de insumos	Tienen como objetivo monitorear los recursos financieros atribuidos a una política, por ejemplo, asignaciones de presupuesto internacional, tarifas de consumidores o usuarios, impuestos sobre el carbono, fondos nacionales específicos, entre otros. Estos indicadores son fundamentales para apoyar la implementación de una política que cuente con subsidios y otros incentivos. Es importante tener en cuenta que la existencia de una financiación no es suficiente para promover resultados de política, por lo cual la política debe garantizar la correcta gestión de los fondos adquiridos.
Indicadores de actividad	Abordan actividades de administración de políticas, las cuales ocurren regularmente mientras la política está en ejecución. Estas actividades pueden incluir licencias, permisos, y adquisiciones; monitoreo de la información; conformidad y cumplimiento.
Indicadores de efecto intermedio	Los efectos intermedios son cambios en el comportamiento, la tecnología, los procesos o las prácticas que resultan de la implementación de un instrumento de política. Así, realizar el monitoreo de estos efectos intermedios junto con los insumos y las actividades pueden ayudar a garantizar que un instrumento de política esté teniendo el impacto previsto.
Indicadores de impacto	Indicadores de Efectos GEI: Los indicadores de efectos de los GEI monitorean el cambio en las emisiones de dichos gases que ocurren como resultado de la implementación de las políticas planteadas. Indicadores de Efectos No GEI: Estos indicadores permiten realizar el seguimiento a las condiciones sociales y económicas que ocurren como resultado de la implementación de la política, por ejemplo: calidad del aire, y los efectos sobre la salud, el empleo y los ingresos.

Fuente: Ministerio de Minas y Energía, 2020.

La propuesta inicial del MRVme contiene 69 indicadores, entre los cuales se encuentran indicadores de efecto intermedio, indicadores de impacto, indicadores de actividad e indicadores de insumos (Ministerio de Minas y Energía, 2020). La evolución temporal de los indicadores entre los años 2015 y 2020 se encuentra detallada en el Anexo 1.

A continuación se hace un análisis global de los indicadores, describiendo el desempeño general de los subsectores e indicando la necesidad de información específica para poder sacar mejores conclusiones sobre los efectos de los diferentes esfuerzos que han sido ejecutados por las diferentes empresas nacionales; en la Tabla 4-3 se encuentran los indicadores nacionales detallados; pero no se analizan los indicadores relacionados con emisiones ya que estos serán abordados en el siguiente capítulo. Dentro de este análisis se incluyeron cuatro nuevos indicadores que permiten realizar el seguimiento adicional a los efectos intermedios y de impacto, entre los cuales se encuentra la eficiencia térmica, la capacidad instalada de generación, el factor de utilización de recursos energéticos en el SIN y la intensidad de emisiones GEI para cada uno de los sectores.

4.2.1 Sistema Interconectado Nacional (SIN)

En términos generales se evidencia que la generación eléctrica del Sistema Interconectado Nacional durante el periodo de estudio tiene un fuerte aporte de fuentes hídricas, lo cual permite valores bajos de emisiones de GEI por kWh producido. El uso de las diferentes centrales térmicas en un año influyó directamente las emisiones del sector, destacándose que el uso de carbón en generación eléctrica ha presentado un comportamiento creciente en los últimos años. La eficiencia térmica de las diferentes plantas de generación eléctrica ronda valores entre el 34 % y el 36 % para carbón y gas, se destaca igualmente que el número de

El sistema MRVme cuenta con indicadores los cuales son clasificados en: Indicadores de Insumo, Indicadores de actividad, Indicadores de efecto intermedio e Indicadores de impacto. Con los indicadores se hace seguimiento a la evolución de las diferentes líneas estratégicas al sector minero energético

unidades de generación que trabajan con gas han aumentado considerablemente durante el periodo de análisis, apuntándole al uso de este combustible en los próximos años cuando la generación térmica sea necesaria.

Se destaca igualmente que la capacidad instalada y la generación eléctrica de FNCE aumentó considerablemente durante el periodo de análisis, se espera que en los próximos años se evidencia más marcadamente la influencia de estos proyectos sobre las emisiones de este sector. En cuanto a la generación eléctrica, se destaca finalmente el factor de utilización, el cual corresponde a la relación de la energía que se ha generado sobre la energía máxima que se podría generar con la capacidad instalada disponible de esa fuente. Indicando que no basta con aumentar la capacidad instalada de FNCE, sino que también se debe promover la generación eléctrica a partir de estas.

Finalmente, en cuanto a la gestión de la demanda, esta aumentó para 2020, incluyendo los picos diarios y los valores mínimos de consumo, sin embargo, la magnitud promedio del pico y el coeficiente de variación de las curvas de demanda mostraron un allanamiento de la curva de demanda. Los siguientes son los hallazgos reportados según los indicadores por línea estratégica, para el Sistema Interconectado Nacional.

⬇️ **Tabla 4-3.** Análisis global de indicadores según líneas estratégicas para el SIN

Línea estratégica	Actividad	Efecto principal	Observaciones
Eficiencia energética	Gestión de la oferta	Optimización en el consumo de combustible en termoeléctricas	Los indicadores asociados a este efecto (ET, EHT) evidenciaron mejoras de hasta 5 % en las centrales térmicas de carbón y de líquidos, mientras que las centrales térmicas a gas mostraron reducción en su eficiencia de 5 %.
		Ingreso de FNCE	Entre los años 2015 a 2020 la participación de las FNCE ha aumentado en cuanto a generación (W, WFNC) y capacidad instalada (Cpln), pasando de 582 GWh generados en 2015 a 925 GWh en 2020, consolidando la participación de las FNCE a 2020 en 0,5 % del total nacional. Así mismo, las solicitudes de proyectos FCNE y proyectos FNCE han aumentado entre los años 2015 y 2020 entre 100 % y 500 %. El ingreso de las FNCE al SIN ha evitado el consumo de 8992 TJ de combustibles en centrales térmicas, equivalentes a una reducción estimada de 658 ktCO ₂ eq.
		Ingreso de nuevas tecnologías (termoeléctricas) / Incremento en eficiencia de las termoeléctricas con potencial de mejora	El dinamismo del mercado energético en los últimos años ha permitido incrementar el número de unidades de generación de energía (NT), pero este ingreso no se ha traducido necesariamente en tecnologías más eficientes, según los análisis realizados para este reporte, por lo que se sugiere hacer un análisis más detallado de los indicadores ET y EHT por termoeléctricas para validar esta hipótesis.
		Disminución de las restricciones	El costo de las restricciones (Crest) tuvo un incremento en el valor promedio horario entre los años 2015 a 2020, pasando de 49,3 \$MCO-P/h a 102,6 \$MCO-P/h.
		Inclusión de sistemas de almacenamiento de energía al sistema	Actualmente los indicadores asociados al seguimiento de esta actividad no cuentan con línea base y un estado de avance debido a que no existe información asociada a esta actividad en el sector.

Línea estratégica	Actividad	Efecto principal	Observaciones Gestión de la demanda
Generación de energía	Diversificación de la matriz energética	Reducción de combustible por kWh generado	El indicador Electrical Heat Rate (EHT) permitió evaluar la evolución de este efecto, en donde las centrales térmicas a carbón y con líquidos redujeron hasta un 14 % su valor de EHT para el año 2015, sin embargo, se destaca el aumento del valor de EHT para las centrales de gas, que pasó de 8494 BTU/kWh a 9565 BTU/kWh, sin embargo, estos valores siguen siendo inferiores a los EHT de las centrales térmicas de carbón y combustibles líquidos, los cuales superan los 10000 BTU/kWh.
		Aumento de la generación de energía por FNCE	Análisis realizado en Eficiencia energética / Gestión de la Oferta / Ingreso de FNCE
		Diversificación del mercado energético	Al analizar el indicador de la matriz energética (PW), se destaca el incremento en la participación de las FNCE y de las hidroeléctricas mayores, así como el aumento de la participación en la generación por las centrales térmicas en carbón, producto de las condiciones especiales del 2020 en cuanto al comportamiento de los niveles de los embalses.
Gestión de la demanda	Tarifa horaria	Ahorros en los costos	Todos los indicadores de precios estimados para el MRVme (PkWhB, PkWhC, PrOFD, PrEs, PrOfx) han reflejado en los años 2015 a 2020 más el dinamismo propio del mercado que el efecto en cuestión, debido a que aún no se ha empezado a ejecución de la tarifa horaria.
		Disminución de los picos de demanda de energía	Los indicadores de demanda de energía (Dh, Dhx, Dhn, Ddv, Dhxn, Dhs), mostraron un incremento en la demanda nacional, y un allanamiento de la curva horaria, pero estos cambios se dieron principalmente a los cambios de comportamiento de los usuarios frente al COVID-19.
		Aumento de la capacidad de almacenamiento de los usuarios	Actualmente los indicadores asociados al seguimiento de esta actividad no cuentan con línea base y un estado de avance debido a que no existe información asociada a esta actividad en el sector.

Línea estratégica	Actividad	Efecto principal	Observaciones
Gestión de la demanda	Agregadores de demanda	Optimización de recursos energéticos para atender la demanda de energía eléctrica	Para el año 2020 solo se ha empezado con las instalaciones de autogeneración a pequeña escala (AGPE) con una capacidad instalada de 1719 kW y un aporte de energía eléctrica al SIN de 2027 MWh, los demás indicadores de agregadores de demanda aún no tienen información asociada para usuarios que participan en la respuesta de la demanda, o instalaciones de generación distribuida.
Transversal	No específica	Emisiones generadas por la utilización de centrales térmicas	A pesar del incremento en la generación de centrales térmicas a carbón y la disminución de la generación con centrales térmicas a gas, las emisiones de las centrales térmicas se redujeron un 4 % entre el 2015 y el 2020, sin embargo, las emisiones por GWh generado en centrales térmicas se incrementó desde 625 tCO ₂ eq/kWh a 702 tCO ₂ eq/kWh, valores que muestran que en el análisis global pesó más el retroceso en la eficiencia de las centrales térmicas a gas que la mejora en la eficiencia en las centrales térmicas a carbón. Finalmente se destaca la reducción de emisiones de BC, CO y NMVOC y el aumento de NO _x , SO _x y PM _{2.5} , estos asociados al mayor uso de las centrales térmicas a carbón.

Fuente: elaboración propia.

4.2.2 Zonas No Interconectadas

En cuanto a la generación en las ZNI, se destaca que el principal energético para la generación eléctrica ha sido el diésel, sin embargo, se evidencia igualmente que la generación eléctrica y la capacidad instalada de FNCE ha aumentado considerablemente

durante el periodo de análisis. Según los datos del sector, el consumo de combustibles se incrementó alrededor de 5 %, sin embargo, la generación con diésel se redujo en un 9 % y se aumentó la participación en la generación con FNCE.

⬇️ **Tabla 4-4.** Análisis global de indicadores según líneas estratégicas para las ZNI.

Línea estratégica	Actividad	Efecto principal	Observaciones
Eficiencia energética	Fortalecimiento PROURE en la oferta	Optimización en el consumo de combustible en generadores	Los indicadores asociados a este efecto (ET, EHT) evidenciaron disminución en la eficiencia térmica de 7 % en las ZNI.
Generación de energía	Transformación de las Zonas no Interconectadas	Reducción de combustible por KWh generado	El indicador Electrical Heat Rate (EHT) permitió evaluar la evolución de este efecto, en donde las ZNI aumentaron para el 2020 un 34 % su valor de EHT con respecto al 2015, pasando de 11527 BTU/kWh a 15992 BTU/kWh.
		Aumento de la generación de energía por FNCE	Entre los años 2015 a 2020 la participación de las FNCE ha aumentado en cuanto a generación (W, WFNC) y capacidad instalada (CpIn), pasando de 5,6 GWh generados en 2015 a 29 GWh en 2020, consolidando la participación de las FNCE a 2020 en 9 % del total nacional. El ingreso de las FNCE a las ZNI ha evitado el consumo de 489 TJ de combustibles en las ZNI, equivalentes a una reducción estimada de 36,4 ktCO ₂ eq.
		Diversificación del mercado energético	Al analizar el indicador de la matriz energética (PW), se destaca el incremento en la participación de las FNCE en la generación en las ZNI, alcanzando un aporte de 9 % al total nacional de generación en las ZNI.
Transversal	No específica	Emisiones generadas por la quema de combustibles en las ZNI	Las emisiones entre 2015 y 2020 para las ZNI se incrementaron un 5 %, así mismo, las emisiones por GWh generado pasaron de 855 tCO ₂ eq/kWh a 1142 tCO ₂ eq/kWh, siendo estos valores mayores a los registrados por las centrales térmicas del SIN; finalmente, dado que es un único combustible el empleado en las ZNI, el aumento del consumo del mismo conllevó a aumentar en la misma proporción las emisiones de contaminantes criterio, precursores GEI y contaminantes de vida corta.

Fuente: elaboración propia.



4.2.3 Petróleo y gas

Para el subsector de Petróleo y gas se identifican 3 actividades principales: producción (Upstream), transporte y refinación. En términos generales, se evidencia que durante el periodo de análisis el consumo energético de combustibles en todas las actividades ha incrementado, salvo para diésel y petróleo en actividades de transporte. En el caso particular de este subsector se identifica que se debe mejorar la información para hacer un mejor seguimiento a los indicadores MRV. Por ejemplo, se han identificado oportunidades de mejora para la información correspondiente al uso de combustibles en actividades de extracción y refinación. Por otro lado, al momento de realizar este informe no se dispone de información sobre la energía eléctrica autogenerada por las empresas del sector, dificultando el seguimiento a indicadores que reflejan los avances en la electrificación del sector.

Para el subsector se destaca que el indicador relacionado con el uso de combustible por cantidad de crudo procesado en las actividades de refinación y de transporte ha aumentado considerablemente el uso de gas natural. Igualmente, la demanda de energía eléctrica del SIN por unidad de generación también ha aumentado, dando indicios de un proceso de electrificación del sector. Finalmente, los indicadores relacionados con la cantidad de gas de formación y número de pozos donde se recupera gas, han presentado un comportamiento decreciente durante el periodo de análisis, motivo por el cual los valores de gas quemado en pozo, gas aprovechado y gas en otras corrientes también han presentado una disminución.

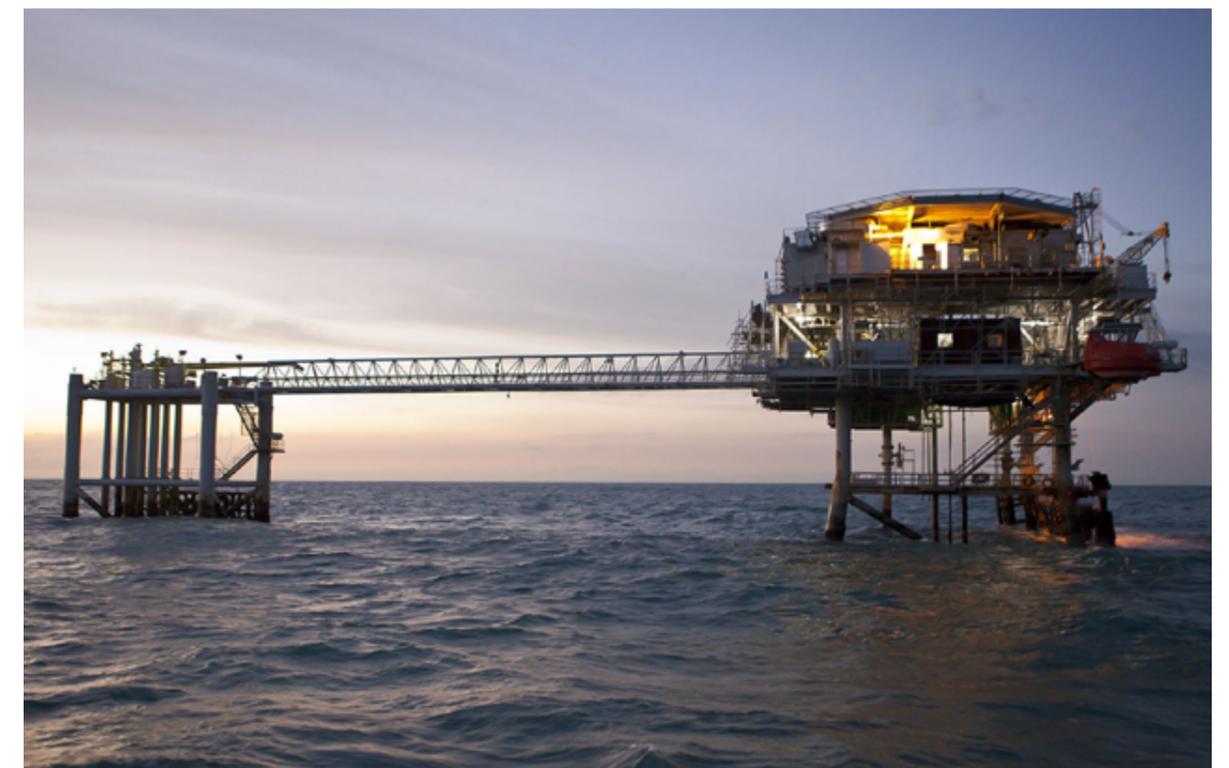
Tabla 4-5. Análisis global de indicadores según líneas estratégicas para el sector de petróleo y gas natural.

Línea estratégica	Actividad	Efecto principal	Observaciones
Eficiencia energética	Fortalecimiento PROURE en la oferta	Optimización en el consumo de combustible	Los indicadores asociados a este efecto (EfPC) evidenciaron mejoras de 2 % en la refinación de petróleo, una mejora de 20 % en el transporte y una reducción en la mejora de 19 % en la extracción de petróleo y gas. Se debe tener claro que el valor reportado para la extracción tiene en cuenta un valor de consumo de combustible proyectado en el BECO, mas no es una información recolectada para las empresas, por lo que no se puede generar una conclusión directa sobre esta parte de la cadena productiva del petróleo y gas.
		Ingreso de FNCE	La información suministrada hasta el momento no permite cuantificar directamente la capacidad instalada o de generación de las FNCE instaladas como autogeneración en este sector, sin embargo, sí se cuenta con solicitudes FNCE y certificados FNCE para algunos de ellos.
		Autogeneración / Potencial entrega de eléctrica al SIN	La información recolectada aún no permite dimensionar los indicadores de autogeneración de este sector, entre ellos W, Cpln, WExAA y WFNC.
		Reducción de demanda de energía eléctrica interna	La información recolectada solo permite establecer la reducción de la demanda de energía del SIN, mas no de la demanda total de este sector. Del SIN este sector ha pasado de tomar 2808 GWh en 2015 a 3556 GWh, equivalentes a un incremento del 27 %, y al analizarlo de forma intensiva, reduciendo el valor demandado del SIN con la producción total de hidrocarburos, este sector pasó de 2,3 GWh/kBOED a 3,6 GWh/kBOED.
Gestión de la demanda	Agregadores de demanda	Optimización de recursos energéticos para atender la demanda de energía eléctrica	Para 2020 solo se ha empezado con las instalaciones de autogeneración a pequeña escala (AGPE) con una capacidad instalada de 1719 kW y un aporte de energía eléctrica al SIN de 2027 MWh, la AGPE con excedente que alimenta al SIN es de ECOPETROL.

Línea estratégica	Actividad	Efecto principal	Observaciones
Emisiones fugitivas	Generación de información	Mejora de cálculo de emisiones GEI y su incertidumbre	Para el 2020 se han actualizado factores de emisión basados en una experiencia del comportamiento del sector y en la armonización de factores con el IN-GEI. Se mejoró la información de cantidad de hidrocarburos transportados en oleoductos y gasoductos, además de la contabilidad de pozos perforados y en producción, tanto para campos petroleros como para campos de gas, estas mejoras no tienen asociado un indicador per se, ya que están inmersas en la estimación de emisiones actuales del sector plasmadas en este documento.
	Regulación de emisiones fugitivas	Mejor aprovechamiento del recurso	El porcentaje de gas aprovechado con respecto al gas de formación pasó del 2,92 % en 2015 al 0,3 % en el 2020, también se redujo el porcentaje de gas quemado con respecto al gas de formación de 2,8 % a 1,7 %, indicadores que muestran un menor aprovechamiento del gas de formación en la extracción de petróleo y gas.
		Generación de planes de mantenimiento	Dado que recientemente se adoptó la Resolución 40066 de 2022, que reglamenta las emisiones fugitivas del sector, no se han registrado avances relacionados a esta resolución en cuanto a la generación de planes de mantenimiento y programas de detección de fugas.
		Reducción de emisiones fugitivas	En cuanto a la reducción de emisiones fugitivas, la extracción, transporte y refinación de petróleo se registró una disminución de 23 % en las emisiones fugitivas de GEI y un aumento de 7 % en las emisiones en la extracción y transporte de gas natural. En conjunto, el sector de petróleo y gas tuvo una reducción de 20 % NMVOC asociados principalmente a emisiones fugitivas. Al realizar el análisis por unidad de producción, se destaca que las emisiones fugitivas no varían por unidad de refinación o hidrocarburos transportados, sin embargo, las emisiones fugitivas por cantidad de hidrocarburos producidos se han reducido en un 3 %.

Línea estratégica	Actividad	Efecto principal	Observaciones
Transversal	No específica	Emisiones generadas por el sector de petróleo y gas debidas a procesos de combustión	Las emisiones por combustión generadas por las refinerías se incrementaron en un 41 % debido a que en el año 2015 la refinería de Cartagena se encontraba en proceso de expansión, mientras que en la producción de petróleo y gas natural las emisiones se redujeron un 3 %, finalmente, el transporte de hidrocarburos redujo sus emisiones un 36 %. Al realizar el análisis por unidad de producción, las emisiones por combustión por cantidad de petróleo refinado se han reducido un 3 %, se ha reducido un 66 % este indicador con respecto al petróleo transportado por oleoductos, se han aumentado un 20 % las emisiones por combustión con respecto a la cantidad de gas transportado y se han aumentado un 9 % las emisiones por combustión con respecto a la cantidad de hidrocarburos producidos en las operaciones de extracción.

Fuente: elaboración propia.



4.2.4 Minería de carbón

Respecto al subsector de minería de carbón, se han identificado oportunidades de mejora en la consulta de información correspondiente al consumo histórico de combustibles líquidos por las empresas del sector. Para este subsector se destaca que para el 2020 la producción total cayó un 40 %, generando una disminución en la cantidad neta de energía proveniente de combustibles y energía eléctrica SIN demandada para procesos relacionados durante este último año del periodo de análisis. Sin embargo, al calcular

los indicadores relacionados con la energía proveniente del uso de combustibles y la demanda de energía eléctrica SIN por cantidad de petróleo producido en un año, se observa que el valor obtenido tiene una tendencia creciente durante el periodo de análisis. Sin embargo, para la realización de un mejor análisis hace falta conocer la energía eléctrica autogenerada por las empresas del sector, al igual que conocer mejor las cantidades de combustibles que son destinadas a diferentes actividades en las empresas.

⬇ **Tabla 4-6.** Análisis global de indicadores según líneas estratégicas para la minería de carbón.

Línea estratégica	Actividad	Efecto principal	Observaciones
Eficiencia energética	Fortalecimiento PROURE en la oferta	Optimización en el consumo de combustible	Los indicadores asociados a este efecto (EfPC) evidenciaron una reducción de la mejora en 9 % en el consumo de combustible por tonelada producida de carbón, pasando de 0,000399 TJ/t a 0,000453 TJ/t entre los años 2015 a 2020.
		Ingreso de FNCE	La información suministrada hasta el momento no permite cuantificar directamente la capacidad instalada o de generación de las FNCE instaladas como autogeneración en este sector.
		Autogeneración / Potencial entrega de eléctrica al SIN	La información recolectada aún no permite dimensionar los indicadores de autogeneración de este sector, entre ellos W, CpIn, WExAA y WFNC.
		Reducción de demanda de energía eléctrica interna	La información recolectada solo permite establecer la reducción de la demanda de energía del SIN, mas no de la demanda total de este sector. Del SIN este sector ha pasado de tomar 448 GWh en 2015 a 331 GWh, equivalentes a una reducción de 26 %, y al analizarlo de forma intensiva, reduciendo el valor demandado del SIN con la producción total de carbón (EfPE), este sector pasó de 5,2 GWh/t a 6,7 GWh/t, incrementando su demanda de energía del SIN por tonelada producida de carbón.

Línea estratégica	Actividad	Efecto principal	Observaciones
Emisiones fugitivas	Generación de información	Mejora de cálculo de emisiones GEI y su incertidumbre	Para el 2020 se incluyeron las emisiones de CO ₂ en la minería de superficie; estas mejoras no tienen asociado un indicador per se, ya que están inmersas en la estimación de emisiones actuales del sector plasmadas en este documento.
	Regulación de emisiones fugitivas	Mejor aprovechamiento del recurso	No existe información sobre la gestión de las emisiones fugitivas de este sector (recolección de gas y su uso en generación o quema en antorchas).
		Reducción de emisiones fugitivas	En cuanto a la reducción de emisiones fugitivas, se redujo un 50 % las emisiones fugitivas asociadas a la extracción de carbón. Al realizar el análisis por unidad de producción, se pudo estimar una reducción del 12 % en las emisiones fugitivas generadas por tonelada producida de carbón.
Transversal	No específica	Emisiones generadas por la minería de carbón debidas a procesos de combustión	Las emisiones por combustión generadas en la extracción de carbón se redujeron un 36 %. Al realizar el análisis por unidad de producción, se pudo estimar un aumento del 12 % en las emisiones por combustión por tonelada producida de carbón.

Fuente: elaboración propia.

Tabla 4-7. Estado de Indicadores del MRVme a 2020.

Indicador	Abreviatura	Subsector	Desagregación	Líneas estratégicas*	Tipo de indicador**	Línea base***(2015)	Estado a 2020	Unidades	Variación	Análisis	
Consumo de combustibles fósiles	CnsmC	SIN	CARBÓN	EE	S, EI	2144324	3082260	t	+44 %	Pese al Incremento mostrado para el consumo de carbón en las centrales térmicas, el consumo de los combustibles líquidos se ha reducido sustancialmente y el consumo de gas natural tuvo una leve reducción. Sin embargo, el aumento en el consumo de carbón puede tener influencia sobre las emisiones del sector.	
			DIÉSEL	EE	S, EI	2182	26	kBI	-99 %		
			FUEL OIL	EE	S, EI	1218	46	kBI	-96 %		
			GAS NATURAL	EE	S, EI	113446	88241	MPC	-22 %		
			KEROSENE Y JET FUEL	EE	S, EI	80	0	KBI	-100 %		
		ZNI	DIÉSEL	GE, EE	S, EI	824	865	KBI	+5 %	El incremento de consumo de combustible en las ZNI es muy bajo durante el periodo de análisis.	
		PETRÓLEO Y GAS	REFINACIÓN - DIÉSEL	EE	S	0,75	1,8	KBI	+140 %	Se toma como línea base el valor de 2016 para el Diesel debido que para 2015 consumo fue igual a 0. Los porcentajes de incremento en los consumos de combustibles en los combustibles se deben principalmente a que en el 2015 se presentaron los menores consumos de combustibles en las refinerías, producto de la expansión de la capacidad de refinación en la Refinería de Cartagena; se sugiere modificar la línea base de la refinación a 2016, año en el cual ya las refinerías se encontraron en pleno funcionamiento.	
			REFINACIÓN-GAS NATURAL	EE	S	4021	19093	MPC	+375 %		
			REFINACIÓN GAS DE REFINERIA	EE	S	9274	9935	MPC	+7 %		
			TRANSPORTE GASODUCTO - GAS NATURAL	EE	S	8142	8429	MPC	+4 %	El incremento en el consumo de gas natural en el transporte por gasoductos es muy bajo.	
			TRANSPORTE OLEODUCTOS-GAS NATURAL	EE	S	464	1155	MPC	+149 %	Se evidencia que en el periodo de análisis ha aumentado el consumo de gas natural en actividades de transporte de petróleo crudo, mientras se ha dado una disminución en el uso de combustibles líquidos.	
			TRANSPORTE OLEODUCTOS-DIÉSEL	EE	S	213	44	kBI	-80 %		
			TRANSPORTE OLEODUCTOS-PETRÓLEO	EE	S	909	179	kBI	-80 %		
			EXTRACCIÓN - DIÉSEL	EE	S	371987	414588	KBI	+11 %	La tendencia ha mostrado un incremento en el consumo de los combustibles para la extracción y tratamiento de petróleo y gas natural, excepto en el consumo de gas natural.	
			EXTRACCIÓN - GLP	EE	S	430	483	MPC	+12 %		
			EXTRACCIÓN - GAS NATURAL	EE	S	52344	45924	MPC	-12 %		
			EXTRACCIÓN - PETRÓLEO	EE	S	300701	335139	KBI	+11 %		
			MINERÍA DE CARBÓN	DIÉSEL	EE	S	857599	520024	KBI	-39 %	En la minería de carbón, la tendencia en el consumo de combustibles ha sido a la baja, principalmente en el diésel, el cual es el energético que más se consume en este subsector, el consumo de gas natural se ha mantenido constante.
				GAS NATURAL	EE	S	3662	3676	MPC	0 %	
		GASOLINA		EE	S	7042	4403	KBI	-37 %		

Indicador	Abreviatura	Subsector	Desagregación	Líneas estratégicas*	Tipo de indicador**	Línea base***(2015)	Estado a 2020	Unidades	Variación	Análisis
Consumo de energía de combustibles fósiles	Q	SIN	TODOS LOS COMBUSTIBLES	EE	S	195629	178132	TJ	-9 %	Al llevar los consumos de combustible en términos energéticos y agregarlos, se encontró que los subsectores de ZNI y Petróleo y gas han aumentado levemente sus requerimientos energéticos de combustibles fósiles, mientras que la producción de carbón ha reducido su consumo de combustible, posiblemente por el impacto en la producción por el COVID-19.
		ZNI	TODOS LOS COMBUSTIBLES	GE, EE	S, EI	4672	4906	TJ	+5 %	
		PETRÓLEO Y GAS	TODOS LOS COMBUSTIBLES	EE	S	137155	147237	TJ	+7 %	
		MINERÍA DE CARBÓN	TODOS LOS COMBUSTIBLES	EE	S	34523	22407	TJ	-35 %	
Eficiencia térmica	ET	SIN	CARBÓN	EE	EI	29%	34%	%	+5 %	La disminución de este indicador implica que entre la línea base y el estado actual se ha reducido la eficiencia en la generación de energía a partir de combustibles fósiles. En el caso de la eficiencia térmica en las centrales de carbón, diésel y fuel oil, estas mostraron un incremento de hasta 5 %, mientras que las centrales a gas natural y querosene mostraron una reducción de su eficiencia hasta de 25 %. Para el año 2020 no se generó energía con kerosene/jet fuel, razón por la cual se redujo totalmente el valor del indicador a -34 %.
			DIÉSEL	EE	EI	30%	33%	%	+3 %	
			FUEL OIL	EE	EI	24%	25%	%	+1 %	
			GAS NATURAL	EE	EI	40%	36%	%	-4 %	
			KEROSENE Y JET FUEL	EE	EI	34%	0	%	-34 %	
		ZNI	DIÉSEL	EE	EI	31%	23%	%	-7 %	Las plantas de diésel de las ZNI redujeron su eficiencia en 7 %.
Electric Heat Rate	EHR	SIN	CARBÓN	EE	EI	11598	10020	BTU/kWh	-14 %	La disminución de este indicador implica que entre la línea base y el estado actual se ha aumentado la eficiencia en la generación de energía a partir de combustibles fósiles. Al igual que con la eficiencia térmica, las centrales térmicas de carbón, Diesel y fuel oil han mostrado mejoras en los EHR de hasta 14 %, mientras que las centrales a gas natural aumentaron un EHR en un 13 %, disminuyendo la eficiencia de estas centrales. Para el 2020 no se generó energía con kerosene/jet fuel, razón por la cual se redujo totalmente el valor del indicador a -9981 BTU/kWh.
			DIÉSEL	EE	EI	11244	10385	BTU/kWh	-8 %	
			FUEL OIL	EE	EI	14273	13671	BTU/kWh	-4 %	
			GAS NATURAL	EE	EI	8494	9565	BTU/kWh	+13 %	
			KEROSENE Y JET FUEL	EE	EI	9981	0	BTU/kWh	-9981 BTU/kWh	
		ZNI	DIÉSEL	EE	EI	11527	15992	BTU/kWh	+39 %	La disminución de este indicador implica que entre la línea base y el estado actual se ha mejorado la eficiencia en la generación de energía a partir de combustibles fósiles, en este caso, se aumentó el EHR a valores cercanos a 16000 BTU/kWh.

Indicador	Abreviatura	Subsector	Desagregación	Líneas estratégicas*	Tipo de indicador**	Línea base***(2015)	Estado a 2020	Unidades	Variación	Análisis	
Capacidad instalada	CpIn	SIN	CARBÓN	GE, EE, GD	EI	1348	1664	MW	+23 %	Durante el periodo de análisis se ha evidenciado un incremento en la capacidad instalada para generación eléctrica en el SIN. Se ha destacado el crecimiento de la capacidad instalada para la generación solar y las centrales térmicas a gas natural.	
			GAS NATURAL	GE, EE, GD	EI	1848	3989	MW	+116 %		
			HIDROELÉCTRICAS	GE, EE, GD	EI	11504	11946	MW	+4 %		
			DIÉSEL	GE, EE, GD	EI	1247	1774	MW	+42%		
			FUEL OIL	GE, EE, GD	EI	299	272	MW	-9 %		
			KEROSENE Y JET FUEL	GE, EE, GD	EI	322	323	MW	0 %		
			SOLAR	GE, EE, GD	EI	0	71	MW	+71 MW		
			EÓLICA	GE, EE, GD	EI	18	18	MW	0 %		
			BIOGAS	GE, EE, GD	EI	0	11	MW	+11 MW		
			TOTAL	GE, EE, GD	EI	16587	20068	MW	+21 %		
		ZNI	DIÉSEL	GE, EE	EI	212218	271867	kW	+28 %		Para la ZNI destaca el aumento acelerado en la capacidad instalada de generación eléctrica de FNCE.
			ENERGÍAS RENOVABLES	GE, EE	EI	3082	20552	kW	+567 %		
			TOTAL	GE, EE	EI	215300	292419	kW	+36 %		
Energía eléctrica generada	W	SIN	CARBÓN	GE, EE, GD	EI	6256	8566	GWh	+37 %	De este indicador se destaca la disminución en la generación de electricidad por centrales térmicas que emplean combustibles fósiles líquidos y gaseosos y un ascenso en la generación en centrales térmicas a carbón; adicionalmente, se muestra un incremento en energías renovables, excepto para la energía eólica, la cual disminuyó a 2020 hasta un 85 %. Finalmente, el incremento total en generación de energía para el país tuvo un incremento de 4 %.	
			GAS NATURAL	GE, EE, GD	EI	13451	10016	GWh	-26 %		
			HIDROELÉCTRICAS	GE, EE, GD	EI	44682	49837	GWh	+12 %		
			DIÉSEL	GE, EE, GD	EI	1043	11	GWh	-99 %		
			FUEL OIL	GE, EE, GD	EI	491	18	GWh	-96 %		
			KEROSENE Y JET FUEL	GE, EE, GD	EI	45	0	GWh	-100 %		
			SOLAR	GE, EE, GD	EI	0	191	GWh	+191 GWh		
			EÓLICA	GE, EE, GD	EI	68	10	GWh	-85 %		
			BIOMASA	GE, EE, GD	EI	514	724	GWh	+41 %		
			TOTAL	GE, EE, GD	EI	66548	69373	GWh	+4 %		

Indicador	Abreviatura	Subsector	Desagregación	Líneas estratégicas*	Tipo de indicador**	Línea base***(2015)	Estado a 2020	Unidades	Variación	Análisis	
		ZNI	DIÉSEL	GE, EE	EI	384	290,7	GWh	-24 %	Se destaca de este indicador la disminución de generación por Diesel y una mayor penetración de tecnologías FNCER en el 2020. La generación por Diesel en 2020 se vio afectada por el huracán Iota, pues San Andrés y Providencia tiene un gran impacto en la generación eléctrica en la ZNI. Paralelamente las restricciones en movilidad derivadas de la pandemia impidieron la realización de mantenimientos preventivos a las unidades de generación y los sistemas de telemetría que tuvieron fallas.	
			ENERGÍAS RENOVABLES	GE, EE	EI	6	29	GWh	+383 %		
			TOTAL	GE, EE	Elw	407	320	GWh	-21 %		
Factor de utilización	FU	SIN	VIENTO	GE,EE,GD	EI	42 %	6 %	%	-36 %	Durante el periodo de análisis el factor de utilización de la energía eólica en el SIN ha disminuido, indicando que, aunque la capacidad de generación se ha mantenido constante para este energético en el periodo de análisis, la generación eléctrica a partir de este recurso ha disminuido. Se destaca que durante el periodo de análisis el factor de utilización de las termoeléctricas ha disminuido, excepto para el carbón.	
			AGUA	GE,EE,GD	EI	44 %	48 %	%	+4 %		
			RAD SOLAR	GE,EE,GD	EI	0 %	31 %	%	+31 %		
			DIÉSEL	GE,EE,GD	EI	10 %	0 %	%	-10 %		
			BIOGAS	GE,EE,GD	EI	0 %	1 %	%	+1 %		
			CARBÓN	GE,EE,GD	EI	53 %	59 %	%	+6 %		
			COMBUSTÓLEO	GE,EE,GD	EI	19 %	1 %	%	-18 %		
			GAS	GE,EE,GD	EI	83 %	29 %	%	-54 %		
		ZNI	DIÉSEL	GE,EE	EI	21 %	12 %	%	-9 %	La generación eléctrica en la ZNI se vio afectada en el 2020 por el huracán Iota, por tal motivo se evidencia una disminución en el factor de utilización estimado para este año.	
			SOLAR	GE,EE	EI	21 %	14 %	%	-7 %		
			PCH	GE,EE	EI	21 %	25 %	%	+4 %		
Eficiencia en producción basada en combustible	EfPC	PETRÓLEO Y GAS - EXTRACCIÓN	DIÉSEL	EE	EI, EFNG	10,75	14,89	TJ/kBOED	+39 %	Todos los indicadores mostraron un incremento entre 10 % y 30 %, lo que implica que los procesos de extracción de petróleo y gas requirieron en general 16 % de energía de combustibles fósiles más por KBOED extraído, mostrando un consumo de combustible menos eficiente. Se debe aclarar que el consumo de combustible en la extracción de petróleo y gas, excepto gas natural, son estimados a partir de capacidades instaladas estimadas de autogeneración en el sector, y no son un dato reportado directamente por las empresas. Por otro lado, el consumo de gas natural en los campos de extracción si es un valor reportado por el gestor del mercado del gas, por lo cual un incremento de 9 % en este indicador es un valor más razonable para este sector.	
			GLP	EE	EI, EFNG	0,97	1,36	TJ/kBOED	+40 %		
			GAS NATURAL	EE	EI, EFNG	42,83	46,7	TJ/kBOED	+9 %		
			PETRÓLEO	EE	EI, EFNG	9,33	12,92	TJ/kBOED	+38 %		
			TOTAL	EE	EI, EFNG	63,9	75,88	TJ/kBOED	+19 %		
		PETRÓLEO Y GAS - REFINACIÓN	GAS NATURAL	EE	EI, EFNG	18,3	60,1	TJ/kBOED	+229 %		En actividades de refinación se evidencia un incremento considerable en el uso de gas natural por barril procesado, se evidencia en el periodo de análisis una reducción del 2% en la energía total empleada por combustibles por cada barril procesado en las refinерías.
			GAS DE REFINERÍA	EE	EI, EFNG	175,0	129,7	TJ/kBOED	-26 %		
			DIÉSEL	EE	EI, EFNG	0,0	0,03	TJ/kBOED	+0.03 TJ/kBOED		
			TODOS LOS ENERGETICOS	EE	EI, EFNG	193,3	189,9	TJ/kBOED	-2 %		

Indicador	Abreviatura	Subsector	Desagregación	Líneas estratégicas*	Tipo de indicador**	Línea base***(2015)	Estado a 2020	Unidades	Variación	Análisis
Eficiencia en producción basada en combustible	EfPC	PETRÓLEO Y GAS - TRANSPORTE	GAS NATURAL	EE	EI, EFNG	11,8	14,5	TJ/kBOED	+23 %	En actividades de transporte de hidrocarburos se evidencia un incremento en el uso de gas natural por barril equivalente transportado, se destaca igualmente que el uso de energía por parte de combustibles ha disminuido un 20 % por barril equivalente transportado.
			DIÉSEL	EE	EI, EFNG	1,6	0,4	TJ/kBOED	-77 %	
			PETRÓLEO	EE	EI, EFNG	7,5	1,6	TJ/kBOED	-78 %	
			TODOS LOS ENERGETICOS	EE	EI, EFNG	20,9	16,6	TJ/kBOED	-20 %	
		MINERÍA DE CARBÓN	DIÉSEL	EE	EI, EFNG	0,000353758	0,000374998	TJ/t Carbón	+6 %	Se evidencia que en términos generales se ha dado un aumento de energía de los combustibles por tonelada de carbón generada.
			GAS NATURAL	EE	EI, EFNG	4,2756E-05	7,50226E-05	TJ/t Carbón	+75 %	
			GASOLINA	EE	EI, EFNG	2,7335E-06	2,98795E-06	TJ/t Carbón	+9 %	
			TOTAL	EE	EI, EFNG	0,000399248	0,000453008	TJ/t Carbón	+13 %	
Eficiencia en producción basada en demanda de electricidad	EfPE	PETRÓLEO Y GAS	TOTAL	EE	EI, EFNG	2,3	3,6	GWh / KBOED	+57 %	La demanda de electricidad empleada es la registrada por el SIN, sin embargo, debe incluirse también la demanda suplida por autogeneración y cogeneración, información que no ha sido posible encontrar en el subsector. Con respecto a la energía tomada del SIN, este subsector ha incrementado su consumo por unidad de producción, mostrando un uso de electricidad menos eficiente. Dado la forma en la cual se presenta la demanda del SIN, este indicador no se ha podido desagregar en extracción transporte y refinación.
		MINERÍA DE CARBÓN	TOTAL	EE	EI, EFNG	5,2	6,7	kWh / t	+29 %	La demanda de electricidad empleada es la registrada por el SIN, sin embargo, debe incluirse también la demanda suplida por autogeneración y cogeneración, información que no ha sido posible encontrar en el subsector. Con respecto a la energía tomada del SIN, este subsector ha incrementado su consumo por unidad de producción, lo cual se puede interpretar como un uso de electricidad menos eficiente o la sustitución de combustibles líquidos (consumo que ha disminuido) por energía eléctrica.
Porcentaje de autoabastecimiento de energía	PAAEn	PETRÓLEO Y GAS, MINERÍA DE CARBÓN	TOTAL	EE	EI	-	-	%	-	A la fecha no se cuenta con información o un instrumento que permita captura de la energía eléctrica generada por autogeneración, como la demanda total de energía de cada subsector.

Indicador	Abreviatura	Subsector	Desagregación	Líneas estratégicas*	Tipo de indicador**	Línea base***(2015)	Estado a 2020	Unidades	Variación	Análisis
Consumo de combustible fósil sustituido por entrada de FNCE	CnCFS	SIN	TOTAL	GE, EE	EFNG	5354	8992	TJ	+68 %	Debido a la implementación creciente de proyectos FNCE el consumo de combustibles fósiles sustituidos ha presentado un incremento durante el periodo de análisis.
		ZNI	TOTAL	GE, EE	EFNG	68	489	TJ	+622 %	Debido a la implementación creciente de proyectos FNCE el consumo de combustibles fósiles sustituidos ha presentado un incremento durante el periodo de análisis.
		PETRÓLEO Y GAS, MINERÍA DE CARBÓN	TOTAL	EE	EFNG	-	-	TJ	-	Se deben mejorar las fuentes de información con el propósito de que sea posible estimar el consumo fósil sustituido por entrada de FNCE en proyectos de autogeneración y cogeneración en estos sectores.
Matriz energética	PW	SIN	CENTRALES TÉRMICAS - CARBÓN MINERAL	GE, EE, GD	EI	9,40 %	12,20 %	%	+2,8 %	Este indicador se construye a partir de la energía eléctrica generada por cada tipo de generación disponible en el SIN. De este indicador puede deducirse un movimiento en los porcentajes de la matriz energética del país entre el 2015 y el 2020, la generación a partir de carbón ha crecido desde el 2015; además, muchas FNCE han incrementado su participación en la matriz energética.
			CENTRALES TÉRMICAS - GAS NATURAL	GE, EE, GD	EI	20,20 %	14,1 %	%	-6,1 %	
			CENTRALES TÉRMICAS - DIESEL OIL	GE, EE, GD	EI	1,60 %	0,02 %	%	-1,58 %	
			CENTRALES TÉRMICAS - FUEL OIL	GE, EE, GD	EI	0,70 %	0,00 %	%	-0,7 %	
			CENTRALES TÉRMICAS - KEROSENE Y JET FUEL	GE, EE, GD	EI	0,10 %	0,025 %	%	-0,075 %	
			RENOVABLES - HIDRO MAYORES	GE, EE, GD	EI	67,10 %	71,75 %	%	+4,65 %	
			RENOVABLES - SOLAR	GE, EE, GD	EI	0,00 %	0,30 %	%	+0,3 %	
			RENOVABLES - EÓLICA	GE, EE, GD	EI	0,10 %	0,02 %	%	-0,08 %	
			RENOVABLES - BIOMASA	GE, EE, GD	EI	0,00 %	0,00 %	%	-	
			COGENERACIÓN - GAS NATURAL	GE, EE, GD	EI	0,00 %	0,00 %	%		
			COGENERACIÓN - CARBÓN MINERAL	GE, EE, GD	EI	0,00 %	0,10 %	%	+0,1 %	
			COGENERACIÓN - BIOMASA	GE, EE, GD	EI	0,80 %	1,00 %	%	+0,2 %	
			AUTOGENERACIÓN - HIDROELÉCTRICAS	GE, EE, GD	EI	0,00 %	0,10 %	%	+0,1 %	
			AUTOGENERACIÓN - BIOMASA	GE, EE, GD	EI	0,00 %	0,00 %	%	-	
			AUTOGENERACIÓN - CARBÓN MINERAL	GE, EE, GD	EI	0,00 %	0,14 %	%	+0,14 %	
AUTOGENERACIÓN - GAS NATURAL	GE, EE, GD	EI	0,00 %	0,25 %	%	+0,25 %				

Indicador	Abreviatura	Subsector	Desagregación	Líneas estratégicas*	Tipo de indicador**	Línea base***(2015)	Estado a 2020	Unidades	Variación	Análisis
		ZNI	DIÉSEL	GE	EI	98,6 %	89,5 %	%	-9,1 %	En las ZNI, se destaca el crecimiento de las FNCER entre el 2015 y el 2020 y la reducción de diésel en la generación (RSU, residuo sólido urbano).
			BIOMASA	GE	EI	0,00 %	1,5 %	%	+1,5 %	
			SOLAR	GE	EI	0,4 %	7,3 %	%	+6,9 %	
			PCH	GE	EI	1,0 %	1,4 %	%	+0,4 %	
			RSU	GE	EI	0,00 %	0,33 %	%	+0,33 %	
		PETRÓLEO Y GAS, MINERÍA DE CARBÓN	-	EE	EI	-	-	%	-	Indicador no calculado por falta de información en la autogeneración de estos subsectores.
Porcentaje de generación de energía fuentes renovables-fósiles en ZNI	PWRpF	ZNI	TOTAL	GE	EI, EFNG	1,40 %	9,97 %	%	+8,5 %	El incremento de este indicador muestra una mayor penetración de FNCER en las ZNI.
Porcentaje de participación de FNCE en la generación en ZNI	PWFNC	ZNI	TOTAL	GE	EI, EFNG	1,30 %	9,06 %	%	+7,76 %	El incremento de este indicador muestra una mayor penetración de FNCER en las ZNI.
Potencial real de generación por habitante en ZNI	PRGH	ZNI	-	GE	S	-	-	MW / Hab		Indicador no calculado por falta de información.
Energía eléctrica entregada al sistema luego de ser almacenada en baterías	WAL	TODOS	-	EE, GD	EI, EFNG	0	0	kWh	0	Para 2020 no registra la existencia de la introducción de energía al SIN.
Porcentaje de energía eléctrica entregada al sistema luego de ser almacenada	PWAL	TODOS	-	EE, GD	EI, EFNG	0 %	0 %	%	0 %	Para 2020 no registra la existencia de la introducción de energía al SIN.

Indicador	Abreviatura	Subsector	Desagregación	Líneas estratégicas*	Tipo de indicador**	Línea base***(2015)	Estado a 2020	Unidades	Variación	Análisis
Relación gas/petróleo	GOR	PETRÓLEO Y GAS	TOTAL	EF	S	2,39	2,47	MPC/KBI	+3 %	
Demanda comercial de energía	Dh	SIN	TOTAL	GD	EI	66593,67	70625,15	GWh	+6 %	Respecto a la línea base se evidencia un aumento del 6 %.
		ZNI	TOTAL	GD	EI	-	-	GWh	-	Indicador no calculado por falta de información.
Demanda interna de energía eléctrica en los procesos	Di	PETRÓLEO Y GAS	TOTAL	EE	EI	2808	3556	GWh	+27 %	Los valores corresponden únicamente a demanda del SIN, debería incluirse la demanda suplida por auto/cogeneración, información que aún es difícil de conocer. El subsector tuvo un incremento en su consumo de electricidad del SIN.
		MINERÍA DE CARBÓN	TOTAL	EE	EI	448	331	GWh	-26 %	Los valores corresponden únicamente a demanda del SIN, debería incluirse la demanda suplida por auto/cogeneración, información que aún es difícil de conocer. El subsector tuvo una disminución en su consumo de electricidad del SIN.
Pico máximo de demanda de energía al día	Dhx	SIN	TOTAL	GD	EI	9,15	9,31	GWh	+2 %	El valor promedio anual del pico máximo de energía al día. Además, se muestra un incremento en los picos máximos de demanda al día.
						19:00	19:00	Hora		Hora más frecuente donde se daba el pico de demanda energética.
Valor mínimo de demanda de energía al día	Dhn	SIN	TOTAL	GD	EI	5,96	6,54	GWh	+10 %	El valor promedio anual del valor mínimo de energía al día. Además, se muestra un incremento en el valor mínimo de demanda al día.
						3:00	3:00	Hora		Hora más frecuente donde el consumo de energía es mínimo.
Demanda desconectable voluntaria	Ddv	SIN	TOTAL	GD	EI	-	-	GWh	-	Indicador no calculado por falta de información.
Magnitud del pico diario de demanda de energía	Dhxn	SIN	TOTAL	GD	EI	3,19	2,78	GWh	-13 %	La reducción de este indicador muestra un allanamiento en la curva horaria de demanda.
Coeficiente de variación de la demanda de energía	Dhs	SIN	TOTAL	GD	EI	1,02	0,93	GWh	-9 %	Promedio de las desviaciones estándar diarias de la demanda de energía. La reducción de este indicador muestra un allanamiento en la curva horaria de demanda.
Número de unidades de generación en termoeléctricas	NT	SIN	TOTAL	EE	EI	39	56	Numero	+44 %	Se han incrementado el número de unidades de generación en las termoeléctricas entre el 2015 y el 2020.

Indicador	Abreviatura	Subsector	Desagregación	Líneas estratégicas*	Tipo de indicador**	Línea base***(2015)	Estado a 2020	Unidades	Variación	Análisis
Capacidad instalada de almacenamiento de energía eléctrica	CpAL	SIN, ZNI	TOTAL	EE, GD	EI, EFNG	-	-	Por definir	-	Indicador no calculado por falta de información, se espera que este indicador empiece a recolectar información según se vayan instalando estos equipos de almacenamiento.
Número de socializaciones PROURE	NSPR	TODOS LOS SUBSECTORES	TOTAL	EE	S	-	-	Número	-	Indicador no calculado por falta de información.
Número de proyectos con certificación de aval PROURE oferta	NPAPR	TODOS LOS SUBSECTORES	TOTAL	EE	S	-	-	Número	-	Indicador no calculado por falta de información.
Número de empresas con sistemas de gestión energética	NESGE	TODOS LOS SUBSECTORES	TOTAL	EE	S	-	-	Número	-	Indicador no calculado por falta de información.
Promedio precio de bolsa	PKWhB	SIN	TOTAL	GE, GD	EI	228	255	(\$COP/kWh)	+12 %	Para este año, los indicadores de precios en el SIN pudieron haberse visto afectados más por el COVID19 que por las medidas planteadas en el PIGCCme 2030.
Precio del KWh para el consumidor final	PKWhC	SIN	TOTAL	GE, GD	EI	484	570	(\$COP/kWh)	+17 %	Para este año, los indicadores de precios en el SIN pudieron haberse visto afectados más por el COVID19 que por las medidas planteadas en el PIGCCme 2030.
Precio de oferta del despacho	PrOfD	SIN	TOTAL	GE, GD	EI	375	294	(\$COP/kWh)	-22 %	Para este año, los indicadores de precios en el SIN pudieron haberse visto afectados más por el COVID19 que por las medidas planteadas en el PIGCCme 2030.
Precio de escasez	PrEs	SIN	TOTAL	GE, GD	EI	330	445	(\$COP/kWh)	+35 %	Para este año, los indicadores de precios en el SIN pudieron haberse visto afectados más por el COVID19 que por las medidas planteadas en el PIGCCme 2030.
Máximo precio de oferta	PrOfx	SIN	TOTAL	GE, GD	EI	375	250	(\$COP/kWh)	33 %	Para este año, los indicadores de precios en el SIN pudieron haberse visto afectados más por el COVID19 que por las medidas planteadas en el PIGCCme 2030.

Indicador	Abreviatura	Subsector	Desagregación	Líneas estratégicas*	Tipo de indicador**	Línea base***(2015)	Estado a 2020	Unidades	Variación	Análisis
Número de compensaciones ambientales	NCoAm	TODOS	SIN		EI	16000,46	20979,4	ha	+31 %	El parámetro fue calculado a partir de la base de datos que dispone el ministerio sobre actividades de compensación impuestas, esta base de datos se encuentra en proceso de actualización motivo por el cual las extensiones presentadas corresponden a un dato parcial. Por otro lado, el indicador inicialmente estaba definido como el número de compensaciones, sin embargo, producto de la interacción con las empresas del sector, se decide que el área compensada es más significativa. El valor presentado corresponde a las compensaciones impuestas por la autoridad ambiental acumuladas para el año.
			PETRÓLEO Y GAS		EI	24659,34	81959,32	ha	+232 %	
			MINERÍA DE CARBÓN		EI	14845,46	19240,83	ha	+30 %	
Costo de compensaciones ambientales	CCoAm	TODOS	TODOS		EI	-	-	-	-	Por el momento no se dispone de una metodología o herramienta para el cálculo de los costos de las compensaciones.
Solicitudes proyectos FNCE recibidos	SPrNC	TODOS	BIOMASA	EE, GE	EI	3	12	Numero	+300 %	Información disponible desde el 2016, año que se adopta como línea base; se han incrementado considerablemente las solicitudes de proyectos FCNE.
			EÓLICA	EE, GE	EI	1	2	Numero	+100 %	
			GEOTÉRMICA	EE, GE	EI	0	0	Numero	-	
			PCH	EE, GE	EI	2	11	Numero	+450 %	
			SOLAR	EE, GE	EI	75	402	Numero	+436 %	
Número de proyectos con certificado FNCE	NPrNC	TODOS	BIOMASA	EE, GE	EI	1	4	Numero	+300 %	Se han incrementado los proyectos con certificado FNCE.
			EÓLICA	EE, GE	EI	0	1	Numero	-	
			GEOTÉRMICA	EE, GE	EI	0	0	Numero	-	
			PCH	EE, GE	EI	2	9	Numero	+350 %	
			SOLAR	EE, GE	EI	37	215	Numero	+481 %	
Número de incentivos FNCE	NInNC	TODOS	TODOS	EE, GE	EI	-	-	Número	-	Indicador no calculado por falta de información.
Costo por restricciones	CRest	SIN	TOTAL	EE	EFNG	\$ 49.276.251	\$ 102.608.034	\$COP/h	+108 %	El valor presentado corresponde al promedio por hora durante cada año. Este indicador ha aumentado un 108 % durante el periodo de análisis.

Indicador	Abreviatura	Subsector	Desagregación	Líneas estratégicas*	Tipo de indicador**	Línea base***(2015)	Estado a 2020	Unidades	Variación	Análisis
Consumo de combustible por GWh demandado	CCD	SIN	TOTAL	EE, GE, GD	EI	2,94	2,52	TJ/GWh	-14 %	Se evidencia que ha existido una disminución del 14 % del consumo de combustible por GWh demandado.
		ZNI	TOTAL	EE, GE	EI	-	-	TJ/GWh	-	Indicador no calculado por falta de información.
Excedente de Energía entregada al sistema, por autogeneración de energía	WExAA	SIN	TOTAL	EE	EI	111241	336373	MWh	+202 %	Este indicador muestra una mayor penetración de los excedentes de autogeneración en el SIN.
		ZNI	TOTAL	EE	EI	-	-	MWh	-	Indicador no calculado por falta de información.
		PETRÓLEO Y GAS, MINERÍA DE CARBÓN	TOTAL	EE	EI	-	-	MWh	-	Indicador no calculado por falta de información.
Número de proyectos híbridos implementados en la ZNI	NPHZN	ZNI	TOTAL	GE	S	9	13	Numero	+44 %	Desde el 2015, según la información recogida, el número de proyectos híbridos ha aumentado un 44 % pasando de 9 a 13 en 2020.
Cobertura de ZNI	CbZNI	ZNI	TOTAL	GE	S	205281	224294	Habitantes	+9 %	Como dato de la línea base se toma el valor de 2016.
Número de soluciones individuales	NSoln	ZNI	TOTAL	GE	S	14	16	Número	+14 %	Indicador no calculado por falta de información.
Número de proyectos RENARE	NpRNR	TODOS	TOTAL	GE, EE, EF, GD	EI	0	15	Número	-	El dato se presenta como la cantidad de proyectos registrado ese año en RENARE independiente del año en que haya empezado la ejecución de la medida de mitigación. Las actividades de mitigación están asociadas en su mayoría a generación de energía eléctrica renovable no convencional y eficiencia energética, siendo iniciativas de proyectos de desarrollo bajo en carbono o del mecanismo de desarrollo limpio.
Número de baterías de almacenamiento de energía	Nbat	TODOS	TOTAL	EE, GD	EI	-	-	Número	-	A 2020 no existen baterías instaladas en el país.

Indicador	Abreviatura	Subsector	Desagregación	Líneas estratégicas*	Tipo de indicador**	Línea base***(2015)	Estado a 2020	Unidades	Variación	Análisis
Eficiencia de las baterías de almacenamiento de energía	EfBt	TODOS	TOTAL	EE, GD	EI	-	-	Por definir	-	A 2020 no existen baterías instaladas en el país.
Tiempo de uso de baterías de almacenamiento de energía	TUBt	TODOS	TOTAL	EE, GD	EI	-	-	Horas	-	A 2020 no existen baterías instaladas en el país.
Número de pozos donde se recupera el gas	NACRP	PETRÓLEO Y GAS	TOTAL	EF	EI, EFNG	185	37	Pozos	-80%	El indicador corresponde a los pozos explorados para un año específico donde se recuperan petróleo y gas.
Cantidad de gas de formación	CGsFm	PETRÓLEO Y GAS	TOTAL	EF	EI, EFNG	875714	707124	MPC	-19%	Se han reducido la cantidad de gas de formación que tendría posibilidad de convertirse en una emisión fugitiva.
Cantidad de gas quemado de pozos	CGsQP	PETRÓLEO Y GAS	TOTAL	EF	EI, EFNG	(2,8 % del gas de formación)	(1,7 % del gas de formación)	(%)	-40%	Se han reducido la cantidad de gas de quemado, lo que reduciría las emisiones en las antorchas. Se cambia la presentación del indicador a un porcentaje con respecto al gas de formación.
Cantidad de gas en otros	CGsOt	PETRÓLEO Y GAS	TOTAL	EF	EI, EFNG	(1,55 % del gas de formación)	(0,08 % del gas de formación)	(%)	-95%	Se han reducido la cantidad de gas de en otras corrientes, que tendría posibilidad de convertirse en una emisión fugitiva. Se cambia la presentación del indicador a un porcentaje con respecto al gas de formación.
Cantidad de gas aprovechado	CGsAp	PETRÓLEO Y GAS	TOTAL	EF	EI, EFNG	(2,92 % del gas de formación)	(0,30 % del gas de formación)	(%)	-90%	La reducción de este indicador implica la reducción de un potencial uso de gas que podría sustituir el consumo de otros energéticos basados en combustibles fósiles. Se cambia la presentación del indicador a un porcentaje con respecto al gas de formación.
Contenido de metano en el gas recuperado de pozos	CnMGP	PETRÓLEO Y GAS	TOTAL	EF	S	-	-	%	-	Indicador no calculado por falta de información.
Número de programas de detección y reparación de fugas	NPDRF	PETRÓLEO Y GAS	TOTAL	EF	EI	0	0	Número	0	Este indicador no muestra avance porque aún no se encuentra reglamentado el programa LDAR.

Indicador	Abreviatura	Subsector	Desagregación	Líneas estratégicas*	Tipo de indicador**	Línea base***(2015)	Estado a 2020	Unidades	Variación	Análisis
Emisiones de gases de efecto invernadero	EmGEI	SIN	1A1a INDUSTRIAS DE LA ENERGÍA	GE, EE, EF, GD	EFGEI	13,30	12,83	MtCO ₂ eq	-4 %	Las estimaciones muestran un descenso general en las emisiones del sector entre el 2015 y 2020, excepto en refinación, debido a que en el 2015 la refinera de Cartagena estaba en proceso de expansión, por tal motivo consumió menos combustible, y los embalses aumentaron sus emisiones por la inundación del embalse de Hidroituango.
			3B4a HUMEDALES QUE PERMANECEN COMO TALES	GE, EE, EF, GD	EFGEI	0,16	0,20	MtCO ₂ eq	+25 %	
		ZNI	1A1a INDUSTRIAS DE LA ENERGÍA	GE, EE, EF, GD	EFGEI	0,35	0,37	MtCO ₂ eq	+5 %	
		PETRÓLEO Y GAS	1A1b REFINACIÓN DE PETRÓLEO	GE, EE, EF, GD	EFGEI	2,46	3,47	MtCO ₂ eq	+41 %	
			1A1c FABRICACIÓN DE COMBUSTIBLES SÓLIDOS Y OTRAS	GE, EE, EF, GD	EFGEI	4,91	4,77	MtCO ₂ eq	-3 %	
			1A3e OTRO TRANSPORTE	GE, EE, EF, GD	EFGEI	1,01	0,64	MtCO ₂ eq	-36 %	
			1B2a EF PROVENIENTES DE LA PRODUCCIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE PETRÓLEO	GE, EE, EF, GD	EFGEI	4,66	3,61	MtCO ₂ eq	-23 %	
			1B2b EF PROVENIENTES DE LA PRODUCCIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL	GE, EE, EF, GD	EFGEI	1,42	1,52	MtCO ₂ eq	+7 %	
			2B8b EMISIONES POR EL PROCESO DE PRODUCCIÓN DE ETILENO	GE, EE, EF, GD	EFGEI	0,06	0,03	MtCO ₂ eq	-44 %	
		MINERÍA DE CARBÓN	1A1c FABRICACIÓN DE COMBUSTIBLES SÓLIDOS Y OTRAS	GE, EE, EF, GD	EFGEI	2,50	1,60	MtCO ₂ eq	-36 %	
MINERÍA DE CARBÓN	1B1a MINERÍA CARBONÍFERA Y MANEJO DE CARBÓN	GE, EE, EF, GD	EFGEI	3,51	1,77	MtCO ₂ eq	-50 %			

Indicador	Abreviatura	Subsector	Desagregación	Líneas estratégicas*	Tipo de indicador**	Línea base***(2015)	Estado a 2020	Unidades	Variación	Análisis
Intensidad de emisiones GEI	EmGEIUG	SIN-TODOS	TOTAL	GE, EE, EF, GD	EFGEI	204	191	tCO ₂ /GWh	-6 %	Para el SIN se ha identificado una disminución en la intensidad de emisiones durante el periodo de análisis, se espera que la entrada de Hidroituango tenga una gran influencia sobre este valor. Al calcular esta intensidad, teniendo en cuenta únicamente las fuentes térmicas, se evidencia que el valor de la intensidad ha aumentado un 12 %, esto se debe al aumento que ha tenido el uso de carbón como combustible en la generación de energía eléctrica. En cuanto a la ZNI, al ser el diésel el principal combustible, los valores de las intensidades obtenidas son altos. Para la minería de carbón se evidencia una disminución del 2 % durante el periodo de análisis. En cuanto al sector de hidrocarburos, se evidencia una disminución importante en las emisiones por barril de crudo transportado. En refinerías se evidencia una disminución del 3 % de emisión por barril procesado. En cuanto a las actividades de extracción de hidrocarburos y transporte por gasoducto se evidencia un aumento en las intensidades.
		SIN-PLANTAS TÉRMICAS	TOTAL	GE, EE, EF, GD	EFGEI	625	702	tCO ₂ /GWh	+12 %	
		ZNI	TOTAL	GE, EE, EF, GD	EFGEI	855	1142	tCO ₂ /GWh	+34 %	
		CARBÓN	COMBUSTIÓN	GE, EE, EF, GD	EFGEI	29	32	kgCO ₂ /t	+12 %	
			EMISIONES FUGITIVAS	GE, EE, EF, GD	EFGEI	40	36	kgCO ₂ /t	-12 %	
			TOTAL	GE, EE, EF, GD	EFGEI	69	68	kgCO ₂ /t	-2 %	
		PETRÓLEO Y GAS - REFINERIA	COMBUSTIÓN	GE, EE, EF, GD	EFGEI	30,4	29,6	kgCO ₂ /BOE	-3 %	
			EMISIONES FUGITIVAS	GE, EE, EF, GD	EFGEI	0,1	0,1	kgCO ₂ /BOE	0 %	
			TOTAL	GE, EE, EF, GD	EFGEI	30,5	29,7	kgCO ₂ /BOE	-3 %	
		PETRÓLEO Y GAS - GASODUCTOS	COMBUSTIÓN	GE, EE, EF, GD	EFGEI	9,4	11,31	kgCO ₂ /BOE	+20 %	
			EMISIONES FUGITIVAS	GE, EE, EF, GD	EFGEI	1,9	1,9	kgCO ₂ /BOE	0 %	
			TOTAL	GE, EE, EF, GD	EFGEI	11,3	13	kgCO ₂ /BOE	+16 %	
		PETRÓLEO Y GAS - OLEODUCTOS	COMBUSTIÓN	GE, EE, EF, GD	EFGEI	2,5	0,9	kgCO ₂ /BOE	-66 %	
			EMISIONES FUGITIVAS	GE, EE, EF, GD	EFGEI	0,0	0,0	kgCO ₂ /BOE	0 %	
			TOTAL	GE, EE, EF, GD	EFGEI	2,5	0,9	kgCO ₂ /BOE	-66 %	
		PETRÓLEO Y GAS -EXTRACCIÓN	COMBUSTIÓN	GE, EE, EF, GD	EFGEI	10,9	13,1	kgCO ₂ /BOE	+20 %	
			EMISIONES FUGITIVAS	GE, EE, EF, GD	EFGEI	11,6	11,3	kgCO ₂ /BOE	-3 %	
			TOTAL	GE, EE, EF, GD	EFGEI	22,5	24,4	kgCO ₂ /BOE	+9 %	

Indicador	Abreviatura	Subsector	Desagregación	Líneas estratégicas*	Tipo de indicador**	Línea base***(2015)	Estado a 2020	Unidades	Variación	Análisis
Emisiones de contaminantes criterio	EmCCr	SIN	TOTAL	GE, EE, EF, GD	EFGEI	0,327	0,381	kt PM2.5	+16 %	Las emisiones de PM2.5 mostraron una reducción en los sectores de petróleo y gas y minería de carbón, y un aumento en la generación de energía, tanto en el SIN como en las ZNI, sin embargo, al hacer un análisis de emisiones global del sector se muestra una reducción de 18 % en las emisiones de PM2.5
		ZNI	TOTAL	GE, EE, EF, GD	EFGEI	3,7	3,9	t PM2.5	+5 %	
		PETRÓLEO Y GAS	TOTAL	GE, EE, EF, GD	EFGEI	0,435	0,386	kt PM2.5	-11 %	
		CARBÓN	TOTAL	GE, EE, EF, GD	EFGEI	0,565	0,327	kt PM2.5	-42 %	
		TOTAL	TOTAL	GE, EE, EF, GD	EFGEI	1,331	1,097	kt PM2.5	-18 %	
		SIN	TOTAL	GE, EE, EF, GD	EFGEI	0,012	0,009	kt BC	-29 %	Todos los sectores mostraron una reducción en las emisiones de BC con respecto al año 2015, excepto la generación de energía en las ZNI, en las cuales se registró un incremento de 5 %. Al analizar la totalidad de las emisiones se pudo estimar una reducción de emisiones de BC de 18 %, y se destaca el sector de petróleo y gas como mayor generador de este contaminante.
		ZNI	TOTAL	GE, EE, EF, GD	EFGEI	1,2	1,3	t BC	+5 %	
		PETRÓLEO Y GAS	TOTAL	GE, EE, EF, GD	EFGEI	0,030	0,028	kt BC	-8 %	
		CARBÓN	TOTAL	GE, EE, EF, GD	EFGEI	0,008	0,005	kt BC	-39 %	
		TOTAL	TOTAL	GE, EE, EF, GD	EFGEI	0,052	0,043	kt BC	-18 %	
		SIN	TOTAL	GE, EE, EF, GD	EFGEI	5,318	4,252	kt CO	-20 %	Todos los sectores mostraron una reducción en las emisiones de CO con respecto al año 2015, excepto la generación de energía en las ZNI y el sector de petróleo y gas, en las cuales se estimaron incrementos hasta de 11 %. Al analizar la totalidad de las emisiones se pudo estimar una reducción de emisiones de CO de 9 %; se destacan los sectores de generación de energía en el SIN y petróleo y gas como mayores generadores de este contaminante.
		ZNI	TOTAL	GE, EE, EF, GD	EFGEI	0,076	0,079	kt CO	+5 %	
		PETRÓLEO Y GAS	TOTAL	GE, EE, EF, GD	EFGEI	3,567	3,947	kt CO	+11 %	
		CARBÓN	TOTAL	GE, EE, EF, GD	EFGEI	0,644	0,448	kt CO	-30 %	
		TOTAL	TOTAL	GE, EE, EF, GD	EFGEI	9,604	8,727	kt CO	-9 %	

Indicador	Abreviatura	Subsector	Desagregación	Líneas estratégicas*	Tipo de indicador**	Línea base***(2015)	Estado a 2020	Unidades	Variación	Análisis
		SIN	TOTAL	GE, EE, EF, GD	EFGEI	24,345	26,482	kt NOx	+9 %	<p>Todos los sectores mostraron un aumento en las emisiones de NOx con respecto al año 2015, excepto el sector de carbón, en el que se registró una reducción de 34 %. Al analizar la totalidad de las emisiones se pudo estimar un aumento de emisiones de NOx de 5 %; se destacan los sectores de generación de energía en el SIN y petróleo y gas como mayores generadores de este contaminante.</p>
		ZNI	TOTAL	GE, EE, EF, GD	EFGEI	0,304	0,319	kt NOx	+5 %	
		PETRÓLEO Y GAS	TOTAL	GE, EE, EF, GD	EFGEI	11,753	12,399	kt NOx	+5 %	
		CARBÓN	TOTAL	GE, EE, EF, GD	EFGEI	2,333	1,546	kt NOx	-34 %	
		TOTAL	TOTAL	GE, EE, EF, GD	EFGEI	38,735	40,745	kt NOx	+5 %	
		SIN	TOTAL	GE, EE, EF, GD	EFGEI	51,506	72,734	kt SOx	+41 %	<p>Todos los sectores mostraron un aumento en las emisiones de SOx con respecto al año 2015, excepto la minería de carbón y el sector de petróleo y gas, en las cuales se estimaron reducciones hasta de 39 %. Al analizar la totalidad de las emisiones se pudo estimar un aumento de emisiones de SOx de 31 %, y se destacan los sectores de generación de energía en el SIN y petróleo y gas como mayores generadores de este contaminante, igualmente el sector de generación de electricidad en el SIN como mayor generador de este contaminante.</p>
		ZNI	TOTAL	GE, EE, EF, GD	EFGEI	0,217	0,228	kt SOx	+5 %	
		PETRÓLEO Y GAS	TOTAL	GE, EE, EF, GD	EFGEI	9,142	7,624	kt SOx	-17 %	
		CARBÓN	TOTAL	GE, EE, EF, GD	EFGEI	1,434	0,870	kt SOx	-39 %	
		TOTAL	TOTAL	GE, EE, EF, GD	EFGEI	62,300	81,456	kt SOx	+31 %	
		SIN	TOTAL	GE, EE, EF, GD	EFGEI	0,375	0,321	kt NMVOC	-15 %	<p>Todos los sectores mostraron una reducción en las emisiones de NMVOC con respecto al año 2015, excepto la generación de energía en las ZNI, en las cuales se registró un incremento de 5 %. Al analizar la totalidad de las emisiones se pudo estimar una reducción de emisiones de NMVOC de 42 %; se destaca el sector de petróleo y gas como mayor generador de este contaminante.</p>
		ZNI	TOTAL	GE, EE, EF, GD	EFGEI	0,004	0,004	kt NMVOC	+5 %	
		PETRÓLEO Y GAS	TOTAL	GE, EE, EF, GD	EFGEI	12,769	10,252	kt NMVOC	-20 %	
		CARBÓN	TOTAL	GE, EE, EF, GD	EFGEI	38,401	19,224	kt NMVOC	-50 %	
		TOTAL	TOTAL	GE, EE, EF, GD	EFGEI	51,549	29,800	kt NMVOC	-42 %	

Indicador	Abreviatura	Subsector	Desagregación	Líneas estratégicas*	Tipo de indicador**	Línea base***(2015)	Estado a 2020	Unidades	Variación	Análisis
Generación de energía eléctrica por FNCE	WFNC	SIN	TOTAL	GE, EE	EI, EFNG	582,23	952,08	GWh	+64 %	Este indicador ha mostrado un incremento en la participación de las FNCE entre los años 2015-2020 en la generación de energía en el SIN
		ZNI	TOTAL	GE, EE	EI, EFNG	5,58	29	GWh	+419 %	Este indicador ha mostrado un incremento en la participación de las FNCE entre los años 2015-2020 en la generación de energía en las ZNI
		PETRÓLEO Y GAS, MINERÍA DE CARBÓN	TOTAL	GE, EE	EI, EFNG	-	-	GWh	-	Indicador no calculado por falta de información.
Reducción de emisiones GEI por generación por FNCE	EmGEINC	SIN	TOTAL	GE, EE	EFGEI	368	658	ktCO ₂ eq	+77 %	Se estima que por el funcionamiento de FNCE en SIN a 2020 se dejaron de emitir 658 ktCO ₂ eq.
		ZNI	TOTAL	GE, EE	EFGEI	5,0	36,4	ktCO ₂ eq	+300 %	Se estima que por el funcionamiento de FNCE en ZNI a 2020 se dejaron de emitir 36,4 ktCO ₂ eq.
		PETRÓLEO Y GAS, MINERÍA DE CARBÓN	TOTAL	EE	EFGEI	-	-	MtCO ₂ eq	-	Indicador no calculado por falta de información.
Usuarios registrados en respuesta de la demanda	URgRD	SIN	TOTAL	GD	EI	-	-	Número	-	Indicador no calculado por falta de información.
Usuarios que participaron en respuesta de la demanda	UPtRD	SIN	TOTAL	GD	EI	-	-	Número	-	Indicador no calculado por falta de información.
Energía ofertada en respuesta de la demanda	WOfRD	SIN	TOTAL	GD	EI	-	-	MWh-mes	-	Indicador no calculado por falta de información.
Energía utilizada en respuesta de la demanda	WUtRD	SIN	TOTAL	GD	EI	-	-	MWh-mes	-	Indicador no calculado por falta de información.

Indicador	Abreviatura	Subsector	Desagregación	Líneas estratégicas*	Tipo de indicador**	Línea base***(2015)	Estado a 2020	Unidades	Variación	Análisis
Instalaciones de autogeneración a pequeña escala (AGPE)	NAGPE	SIN	TOTAL	GD	EI	0	6 (1719)	Número (kW)	-	Las AGPE han aparecido en los últimos años teniendo para 2020 6 AGPE, que tienen una capacidad instala de generación de 1719 Kw.
Energía generada en AGPE	WAGPE	SIN	TOTAL	GD	EI	0	2027	MWh	-	Para 2020, solo una AGPE ingresa energía eléctrica al SIN, con un valor de 2027 MWh para este año.
Instalaciones de generación distribuida	NGD	SIN	TOTAL	GD	EI	-	-	Número	-	Indicador no calculado por falta de información.
Energía generada en generación distribuida	WGD	SIN	TOTAL	GD	EI	-	-	MWh-mes	-	Indicador no calculado por falta de información.
Indicadores económicos	InEc	TODOS	TOTAL	GE, EE, EF, GD	IN	-	-	No aplica	-	Indicador no calculado por falta de información.
Indicadores de actividades	InAc	TODOS	TOTAL	GE, EE, EF, GD	S	0	40 %	%	40 %	

Fuente: elaboración propia

** Tipos de indicador: Indicador de insumos (IN), Indicador de seguimiento (S), Indicador de efectos intermedios (EI), Indicador de efectos finales – No GEI (EFNG), Indicador de efectos finales GEI (EFGIEI).

* Líneas estratégicas: Generación de energía (GE), Eficiencia energética (EE), Gestión de la demanda (GD), Emisiones fugitivas (EF).

*** El año de la línea base corresponde a 2015 salvo que en los comentarios se indica cualquier otro año

4.3 Estimación de emisiones GEI entre 2010 y 2020 para el reporte interno

4.3.1 Emisiones de GEI incluidas en el reporte

Como se mencionó anteriormente, el sector minero energético es parte importante de los reportes en la comunicación nacional ante la CMNUCC en 2010, el Primer Reporte Bienal de Actualización (BUR) (IDEAM et al., 2015), el segundo BUR de 2018 (IDEAM et al., 2018) y más recientemente en el BUR del año 2020 (IDEAM et al., 2021). Adicionales a todas las ya estimadas anteriormente, en este reporte se incluyen categorías de emisiones adicionales, que corresponden a la producción de etileno (2B8b) y las emisiones de CH₄ y CO₂ por difusión en humedales permanentes (3B4a). No obstante, estas no son contempladas en ninguna de las líneas estratégicas del plan de gestión del sector.

La estimación de emisiones GEI para este reporte se realizó para la serie temporal 2010 a 2020 e incorpora las categorías asociadas a:

- 1A Actividades de quema de combustible
- 1B Emisiones fugitivas provenientes de la fabricación de combustible
- 2B8b Producción de etileno
- 3B4a Humedales que permanecen como tales (difusión)

Ahora bien, la estimación realizada de los inventarios considera una relación entre las categorías de reporte IPCC para inventarios nacionales de GEI y las actividades del sector minero energético. La Tabla 4-8 presenta esta clasificación:

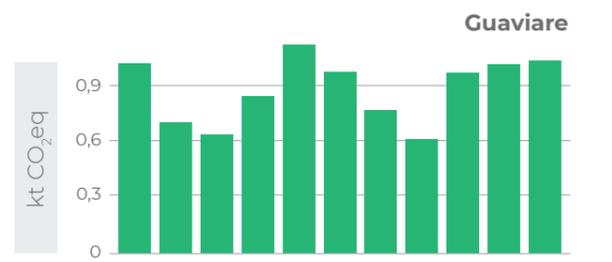
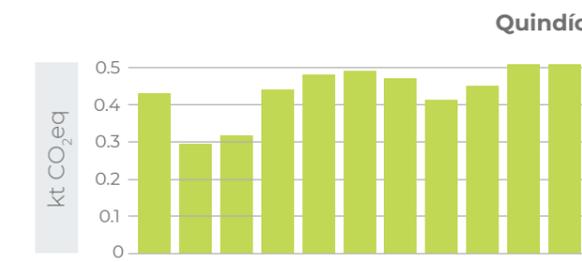
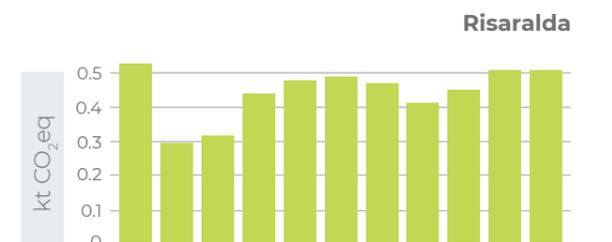
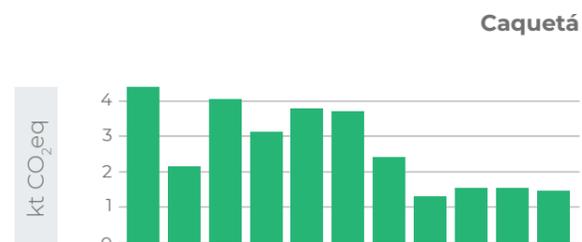
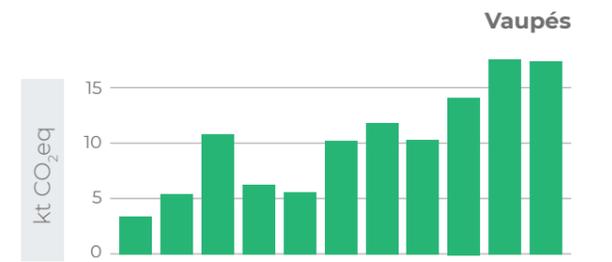
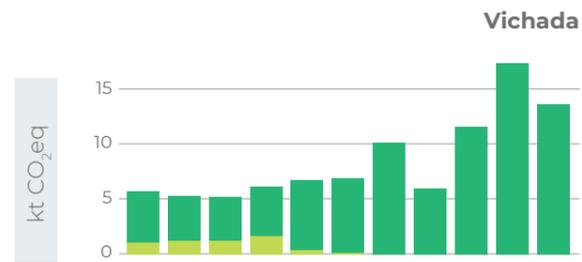
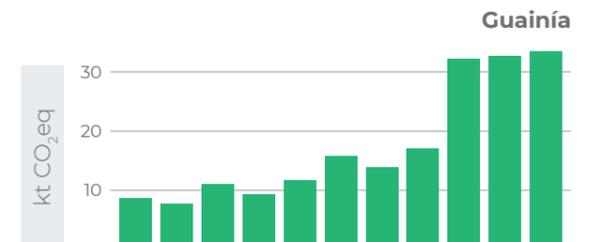
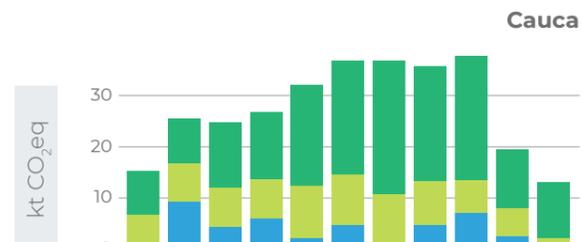
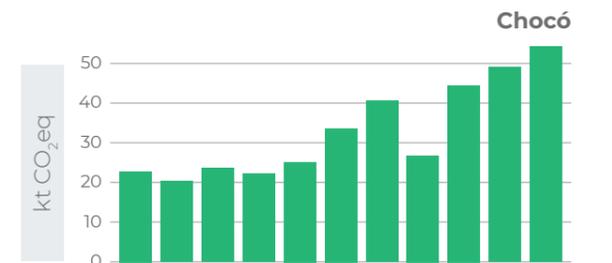
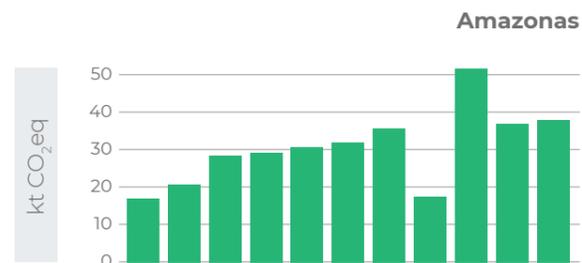
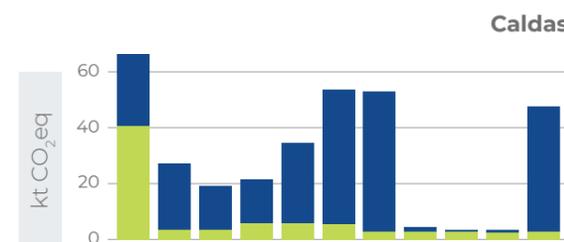
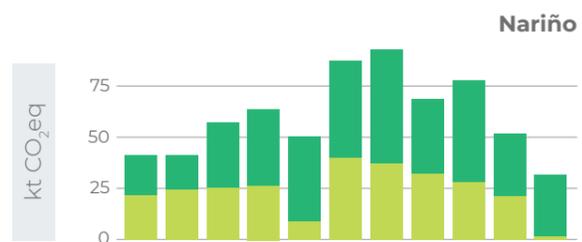
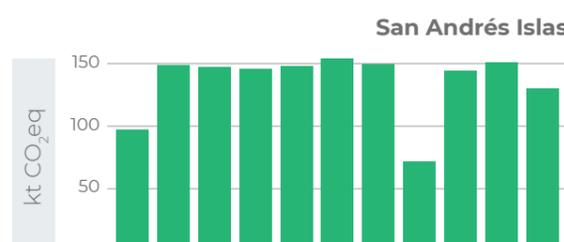
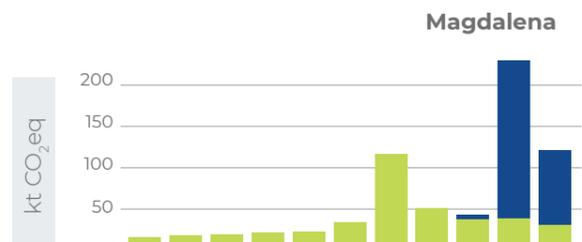
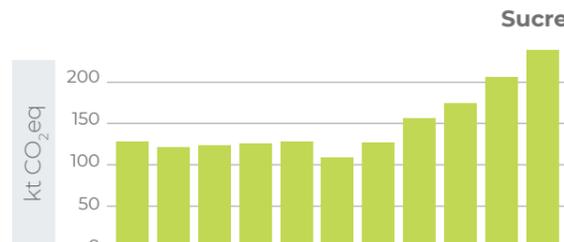
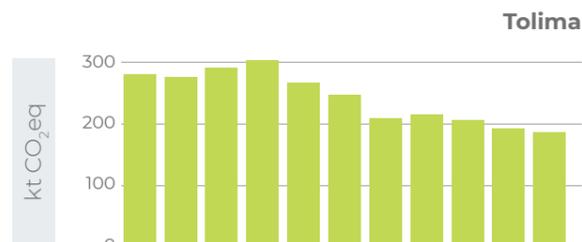
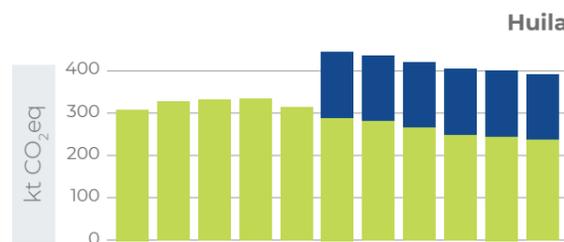
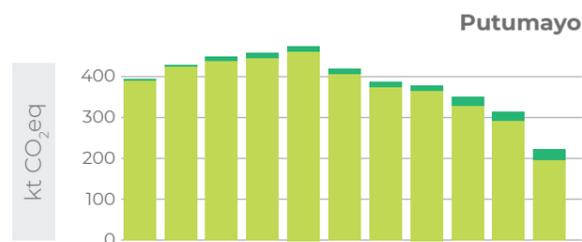
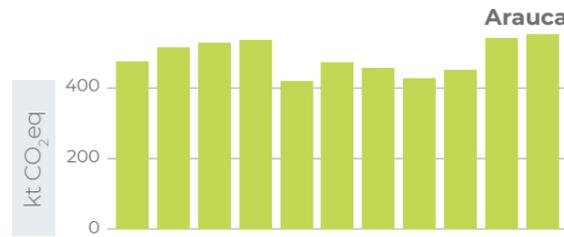
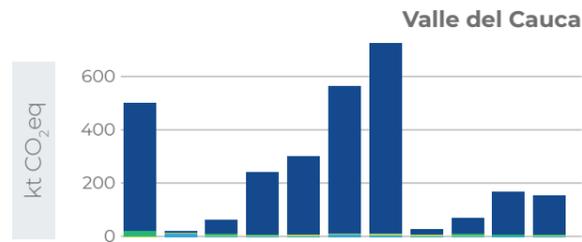
Tabla 4-8. Relación entre las categorías IPCC y las actividades y subactividades del sector minero energético consideradas en el inventario de emisiones de GEI entre 2010 y 2020.

Categoría IPCC	Subsector	Actividad
1A1a Industrias de la energía	Generación de electricidad	Sistema Interconectado Nacional
		Zonas No Interconectadas
1A1b Refinación de petróleo	Petróleo y gas natural	Refinación de petróleo
1A1c Fabricación de combustibles sólidos y otras industrias energéticas	Carbón	Consumo de combustible en extracción
	Petróleo y gas natural	Consumo de combustible en extracción
1A3e Otro transporte	Petróleo y gas natural	Consumo de combustible en transporte
1B1a Minería carbonífera y manejo de carbón	Carbón	Minería de superficie
		Minería subterránea
1B2a Emisiones fugitivas provenientes de la producción y distribución de gas natural	Petróleo y gas natural	Producción de gas natural
		Transporte y distribución
		Tratamiento de gas en plantas
1B2a Emisiones fugitivas provenientes de la producción y distribución de petróleo	Petróleo y gas natural	Producción de petróleo
		Refinación de petróleo
		Transporte y distribución
2B8b Emisiones por el proceso de producción de etileno	Petróleo y gas natural	Producción de etileno
3B4a Humedales que permanecen como tales	Generación de electricidad	Sistema Interconectado Nacional

Fuente: elaboración propia.

SubSector:
 ■ Generación de electricidad - SIN ■ Generación de electricidad - ZNI ■ Petróleo y gas natural ■ Carbón

SubSector:
 ■ Generación de electricidad - SIN ■ Generación de electricidad - ZNI ■ Petróleo y gas natural ■ Carbón



Fuente: elaboración propia.

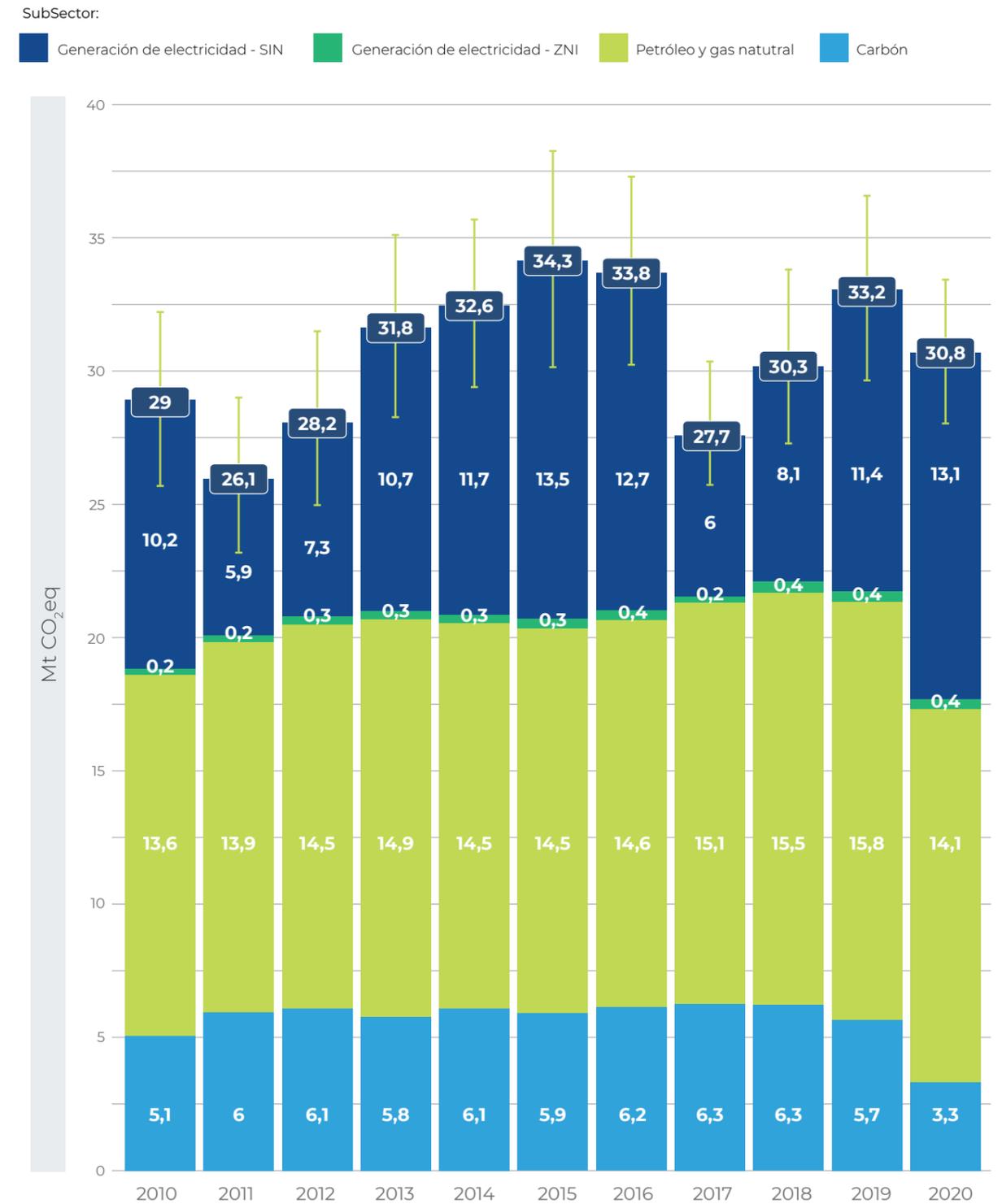
Históricamente, las emisiones GEI del sector se han concentrado en los departamentos de Casanare, La Guajira, Meta, Atlántico, Santander, Boyacá, Bolívar, Norte de Santander, Cesar y Cundinamarca.

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 4-2 y en la Tabla 4-9; 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.

Como se puede observar en el Gráfico 4-2, las actividades más representativas del sector minero energético corresponden a Petróleo y gas natural y a la Generación de electricidad, representando en promedio aproximadamente el 80 % de las emisiones para el periodo 2010 a 2020. En el 2020, las actividades de petróleo y gas natural acumularon cerca del 46 % de las emisiones del sector (14,1 Mt CO₂eq), seguidos por generación de electricidad (SIN y ZNI) con un 43 % (13,5 Mt CO₂eq) y actividades de minería de carbón con 11 % (3,3 Mt CO₂eq).

Las emisiones derivadas de las actividades de generación de energía eléctrica y petróleo y gas han representado cerca del 80% de las emisiones del sector en el periodo 2010-2020

Gráfico 4-2. Emisiones históricas del sector minero energético del país a nivel nacional 2010-2020⁵



Fuente: elaboración propia.

5. La grafica no incluye el subsector de otros minerales, igualmente se han identificados mejoras en la estimación de emisión provenientes de actividades carboníferas y de la industria del gas natural, lo que puede hacer variar las emisiones reportadas aquí con el Informe de Mitigación del PIGCCme 2050.

Los resultados obtenidos para las emisiones del sector minero energético de manera anual entre 2010 y 2020 se presentan en la Tabla 4-5. El máximo de emisiones del periodo se reporta en el año 2015 con valor de 34,3 Mt CO₂eq, seguido de 2016 con 33,9 Mt CO₂eq y 2019 con 33,2 Mt CO₂eq. Por el contrario, el mínimo de emisiones del periodo se reporta en el año 2011 con valor de 26,1 Mt CO₂eq, seguido de 2017 con 27,7 Mt CO₂eq y 2012 con 28,2 Mt CO₂eq.

En términos porcentuales de variación, los mayores incrementos se presentaron entre 2012 y 2013 con 12,7%, entre 2017 y 2018 con 9,5% y entre 2018 y 2019 con 9,4%. En cuanto a las reducciones, se presentaron entre 2016 y 2017 con -18,1%, entre 2010 y 2011 con -10,4%, entre 2020 y 2019 con -7,2% y entre 2015 y 2016 -1,3%.

⬇️ **Tabla 4-9.** Total de emisiones Mt CO₂eq y porcentaje de variación año a año entre 2010 y 2020

Año	Minería de carbón	Sistema Interconectado Nacional	Zonas no Interconectadas	Petróleo y gas natural	Total	Variación de emisiones totales
2010	5,1	10,2	0,2	13,6	29	
2011	6	5,9	0,2	13,9	26,1	-10%
2012	6,1	7,3	0,3	14,5	28,2	8,0%
2013	5,8	10,7	0,3	14,9	31,8	12,8%
2014	6,1	11,7	0,3	14,5	32,6	2,5%
2015	5,9	13,5	0,3	14,5	34,3	5,2%
2016	6,2	12,7	0,4	14,6	33,8	-1,5%
2017	6,3	6	0,2	15,1	27,7	-18,0%
2018	6,3	8,1	0,4	15,5	30,3	9,4%
2019	5,7	11,4	0,4	15,8	33,2	9,6%
2020	3,3	13,1	0,4	14,1	30,8	-7,2%

Fuente: elaboración propia.

La estimación de emisiones GEI se centró en las siguientes categorías IPCC:

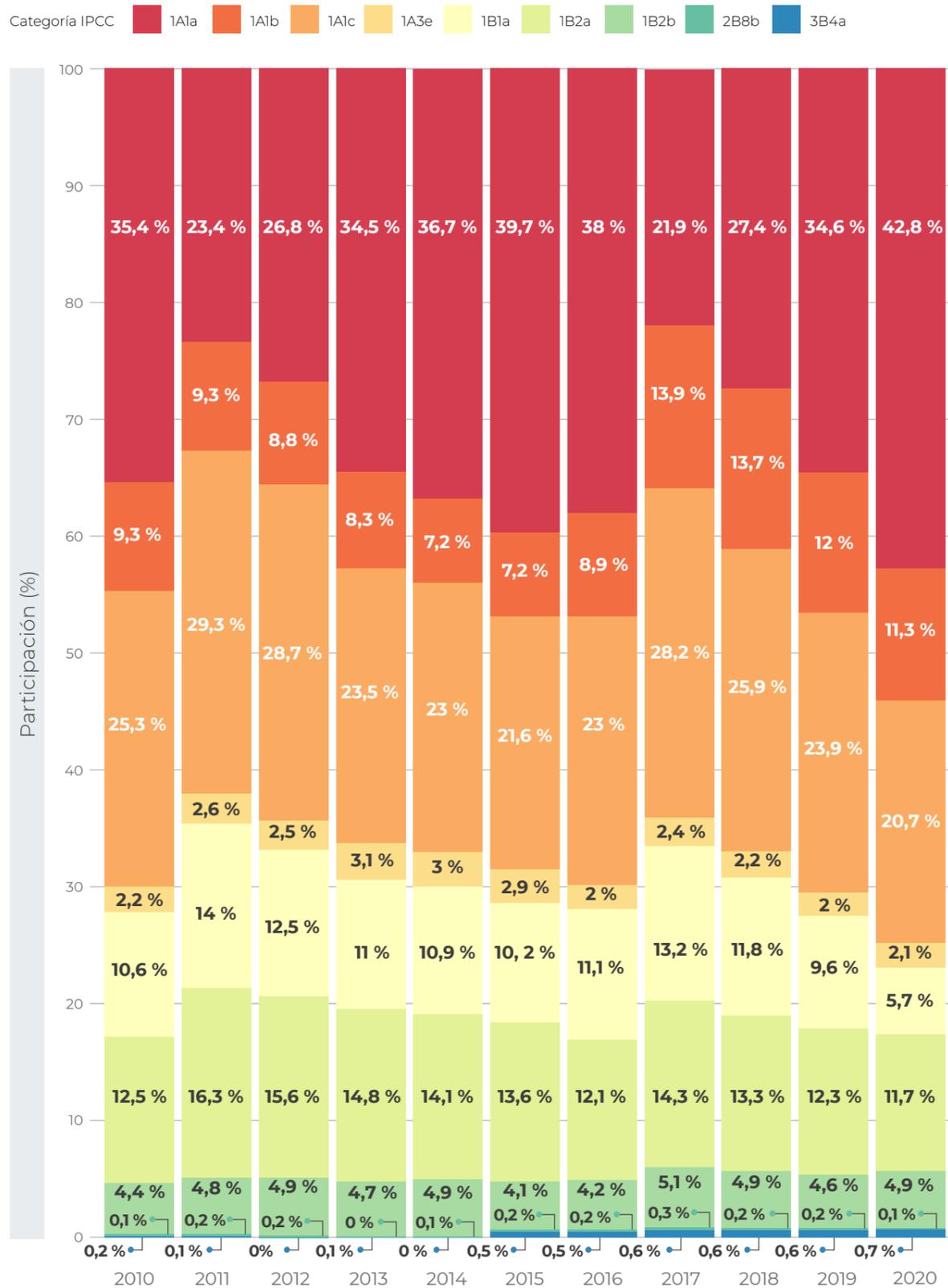
- 1A** Actividades de quema de combustible
 - 1A1a Industrias de la energía
 - 1A1b Refinación de petróleo
 - 1A1c Fabricación de combustibles sólidos y otras industrias energéticas
 - 1A3e Otro transporte
- 1B** Emisiones fugitivas provenientes de la fabricación de combustible
 - 1B1a Minería carbonífera y manejo de carbón
 - 1B2a Emisiones fugitivas provenientes de la producción y distribución de petróleo
 - 1B2b Emisiones fugitivas provenientes de la producción y distribución de gas natural
- 2B** Industria química
 - 2B8b Producción de etileno
- 3B4** Humedales
 - 3B4a Humedales que permanecen como tales (difusión)

Las fuentes de emisión mas importantes en el periodo 2010-2020 están relacionadas con la quema de combustibles para generación eléctrica, extracción de petróleo y gas y minería de carbón y las emisiones fugitivas en la producción y distribución de petróleo

Teniendo en cuenta esta categorización, se resalta que las categorías más relevantes para el periodo comprendido entre 2010 y 2020 son, en orden de importancia, 1A1a, 1A1c y 1B2a; mientras que, las menos representativas son las 1A3e, 2B8b y la 3B4a.

Entre los porcentajes por fuente de emisión según la desagregación IPCC entre los años 2015 y 2020, se evidencia un aumento del 39,7% al 42,8% en la categoría 1A1a Industrias de la energía. En cuanto a la categoría, 1A1b Refinación de petróleo, también se ha evidenciado un aumento en la participación del total de las emisiones. Para la categoría 1A1c Fabricación de combustibles sólidos y otras industrias energéticas, se evidenció un descenso del 21,6% en el 2015 a 20,7% en 2020. La categoría 1B1a Minería carbonífera y manejo de carbón presentó igualmente una fuerte variación pasando de representar 10,2% de las emisiones del sector en el 2015 a 5,7% en el 2020. El resto de las categorías no presentan mayores cambios durante el periodo analizado.

Gráfico 4-3. Distribución porcentual de emisiones totales entre 2010 y 2020 del sector minero energético por categoría IPCC.

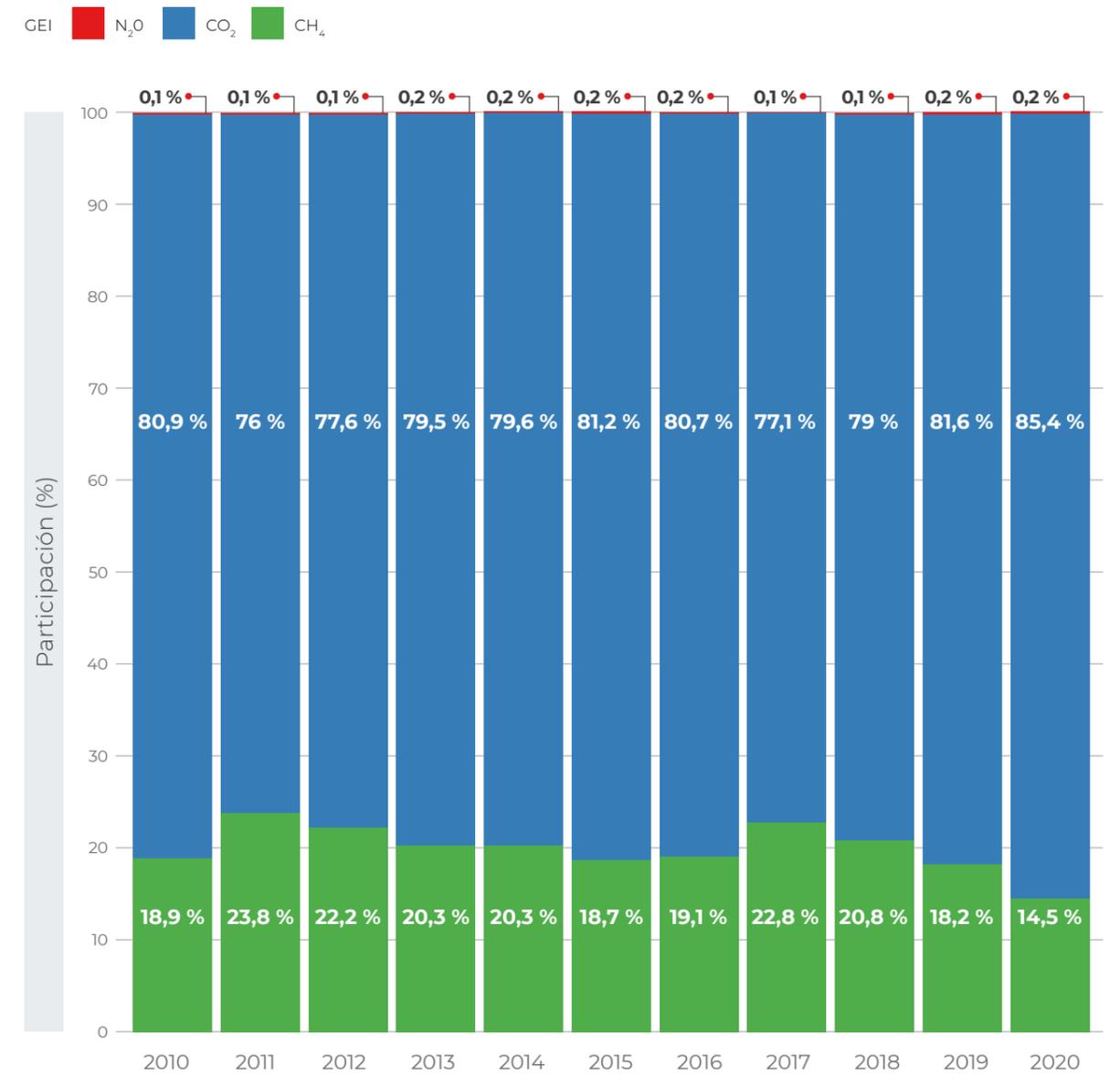


Fuente: elaboración propia.

En cuanto a la distribución de aportes de los distintos tipos de GEI, las variaciones anuales entre los porcentajes de participación no varían considerablemente; se mantienen en promedio en 80,4% de

emisiones de CO₂, 19,4% para CH₄ y 0,2% para N₂O (ver Gráfico 4-4). El descenso en las emisiones de metano para 2020 están relacionadas con el descenso en las emisiones fugitivas del sector de minería.

Gráfico 4-4. Distribución porcentual de emisiones totales entre 2010 y 2020 del sector minero energético por tipo de GEI.

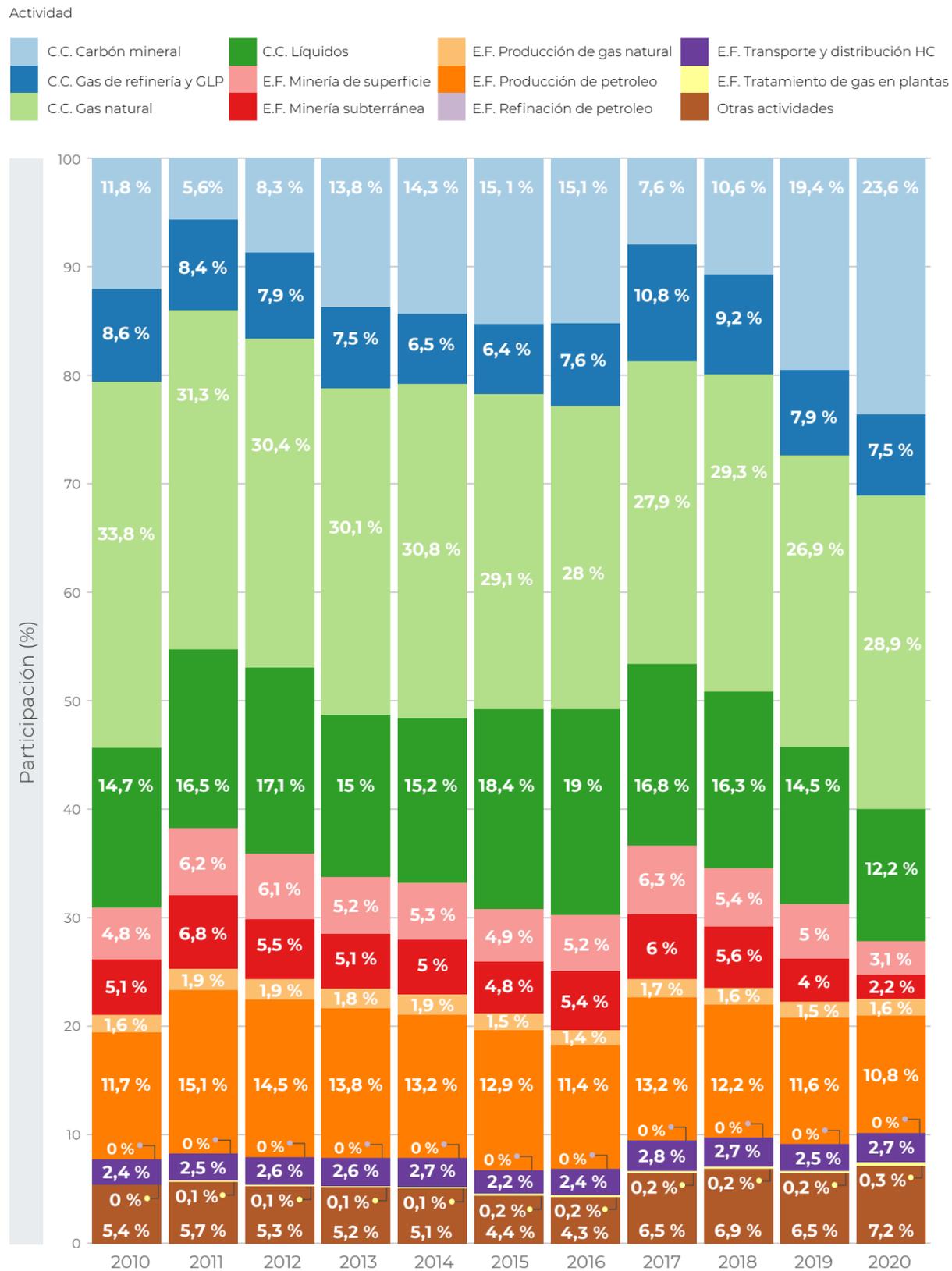


Fuente: elaboración propia.

En cuanto a las actividades específicas del sector que generan emisiones de GEI (Gráfico 4-5), el consumo de carbón y gas natural como combustibles han modulado los porcentajes de participación en el sector; en promedio, el consumo de combustibles en el sector ha tenido una parti-

cipación de 70%, seguido de las emisiones fugitivas de las actividades relacionadas con el petróleo y gas con una participación de 18%, un aporte de 11% por las emisiones fugitivas derivadas de la producción de carbón, y un 1,3% de otras actividades (embalses y producción de etileno).

Gráfico 4-5. Distribución porcentual de emisiones totales entre 2010 y 2020 del sector minero energético por actividades principales



Fuente: elaboración propia.



Situación actual de las emisiones del sector

Para 2020 se ha estimado que las emisiones contabilizadas por el Ministerio de Minas y Energía alcanzaron el valor de 30,8 Mt CO₂eq, (sin considerar las emisiones de ferroníquel y materiales pétreos) de los cuales el 11% están asociadas a la extracción de carbón, 42% a la generación de energía en el SIN, 1% a la generación de energía en las ZNI, y el 46% a los procesos de extracción, almacenamiento, transporte y tratamiento de hidrocarburos (ver Gráfico 4-2).

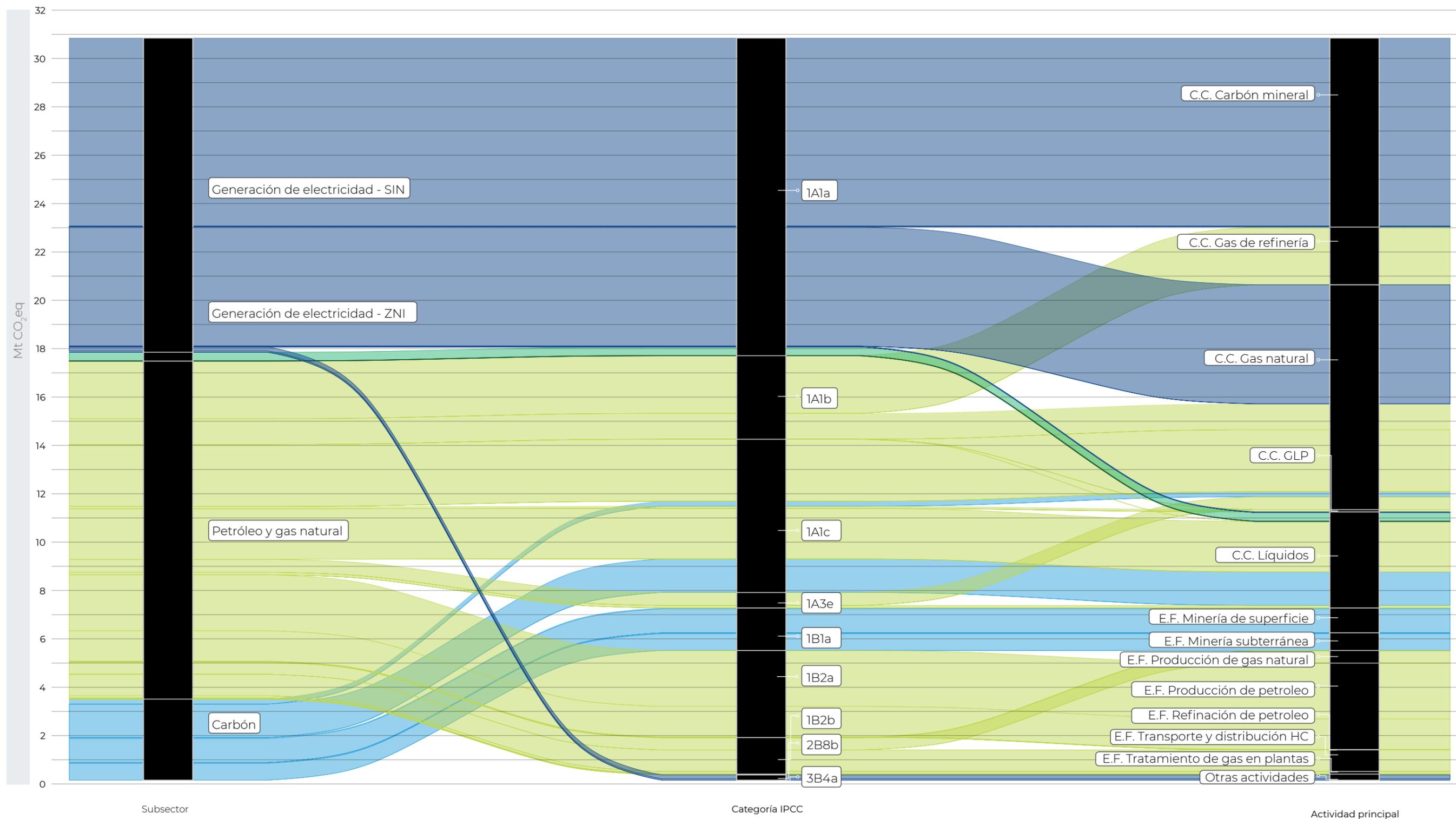
El diagrama de Sankey representado en el Gráfico 4-6 muestra la relación entre las emisiones de los distintos subsectores, con las actividades principales que generan emisiones GEI y su aporte a cada una de las categorías de la metodología IPCC 2006. En dicha figura se muestra que el sector tiene un gran aporte de emisiones debido al consumo de combustibles, seguido de emisiones fugitivas y otras emisiones en menor escala, asociadas a embalses y producción de etileno. Por otro lado,

en el Gráfico 4-7, se resalta que para el 2020 las emisiones fueron mayoritariamente de CO₂, producto de la combustión de combustibles, seguido de CH₄, emitido principalmente por emisiones fugitivas; y el N₂O tiene una participación muy baja en el sector, el cual proviene principalmente de las emisiones fugitivas en la producción de petróleo.

Al analizar las emisiones por las actividades principales del sector, el 95% de las emisiones son asociadas al consumo de combustible de gas natural, carbón mineral, gas de refinera y diésel oil, a las emisiones fugitivas asociadas a la extracción de petróleo, gas natural y carbón, tanto de superficie, como subterránea (ver Gráfico 4-8). Las emisiones más significativas del sector se concentran en el consumo de gas natural, con 9,35 Mt CO₂eq y en el consumo de carbón mineral con 7,85 Mt CO₂eq. Por otro lado, los departamentos con mayor aporte en emisiones para el 2020 al sector son Meta, Casanare, Atlántico, Santander, Córdoba, Boyacá, La Guajira, Bolívar, Cesar, Norte de Santander y Cundinamarca, los cuales concentran alrededor del 93% de las emisiones del sector (ver Gráfico 4-9).

Gráfico 4-6. Relación entre las emisiones del sector con las actividades principales, las categorías IPCC 2006 y el tipo de GEI para el 2020.

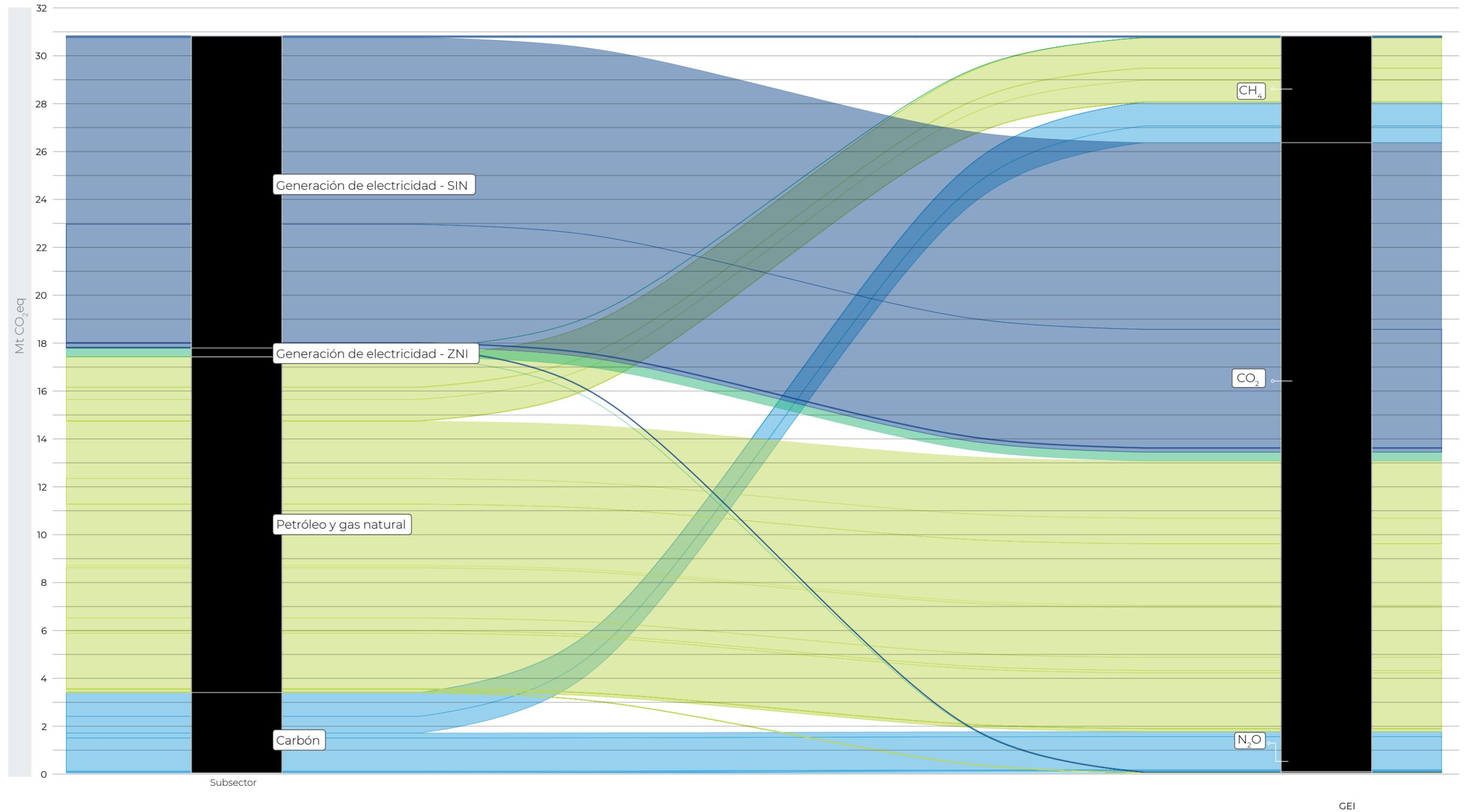
SubSector: ■ Generación de electricidad - SIN ■ Generación de electricidad - ZNI ■ Petróleo y gas natural ■ Carbón



Fuente: elaboración propia.

Gráfico 4-7. Relación entre las emisiones del sector con los GEI emitidos en el 20200.

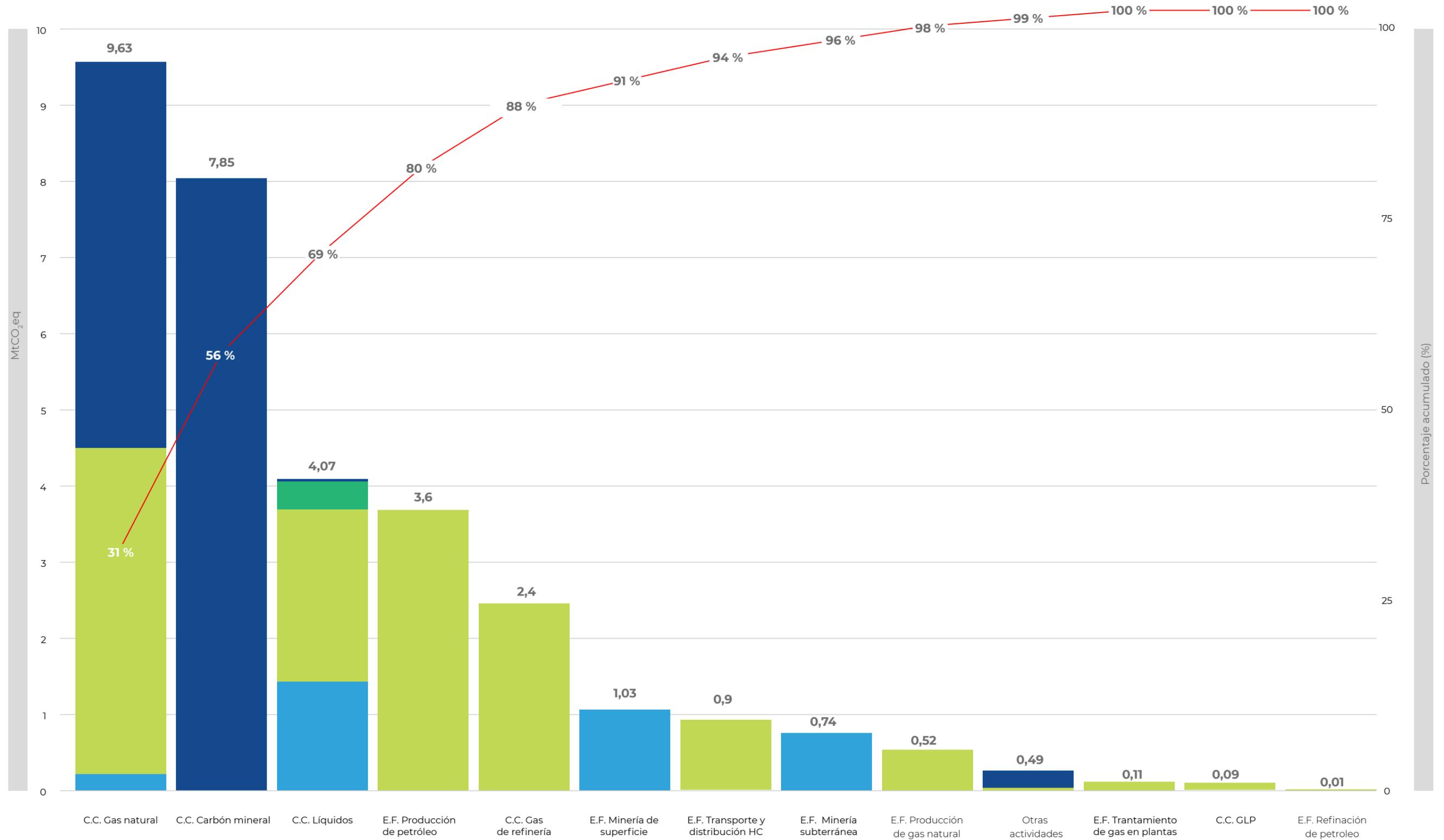
SubSector: ■ Generación de electricidad - SIN ■ Generación de electricidad - ZNI ■ Petróleo y gas natural ■ Carbón



Fuente: elaboración propia.

Gráfico 4-8. Diagrama de Pareto de emisiones GEI por actividad principal del sector para el 2020.

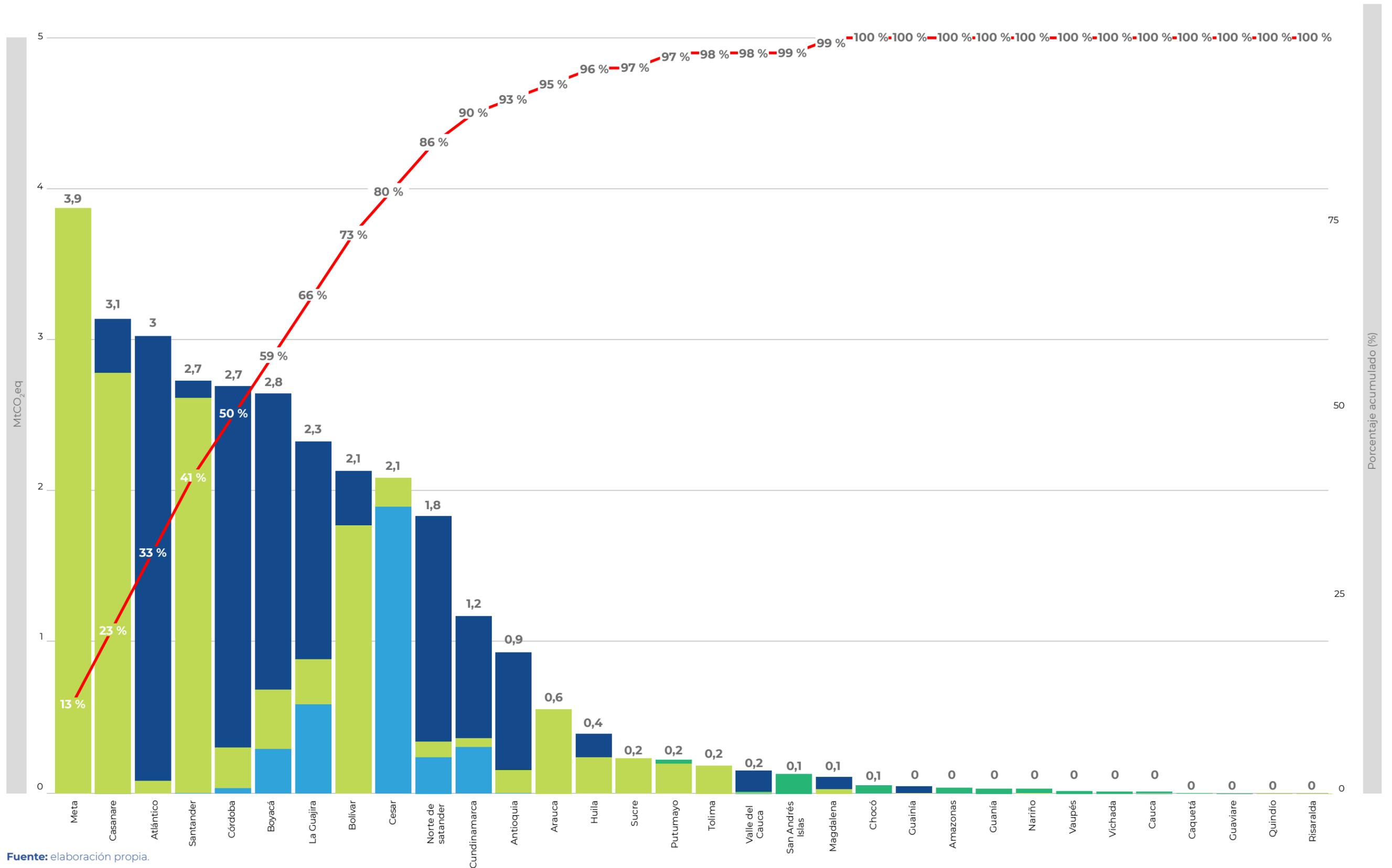
SubSector: ■ Generación de electricidad - SIN ■ Generación de electricidad - ZNI ■ Petróleo y gas natural ■ Carbón



Fuente: elaboración propia.

Gráfico 4-9. Diagrama de Pareto de emisiones GEI por departamento para el 2020.

SubSector: ■ Generación de electricidad - SIN ■ Generación de electricidad - ZNI ■ Petróleo y gas natural ■ Carbón



Fuente: elaboración propia.

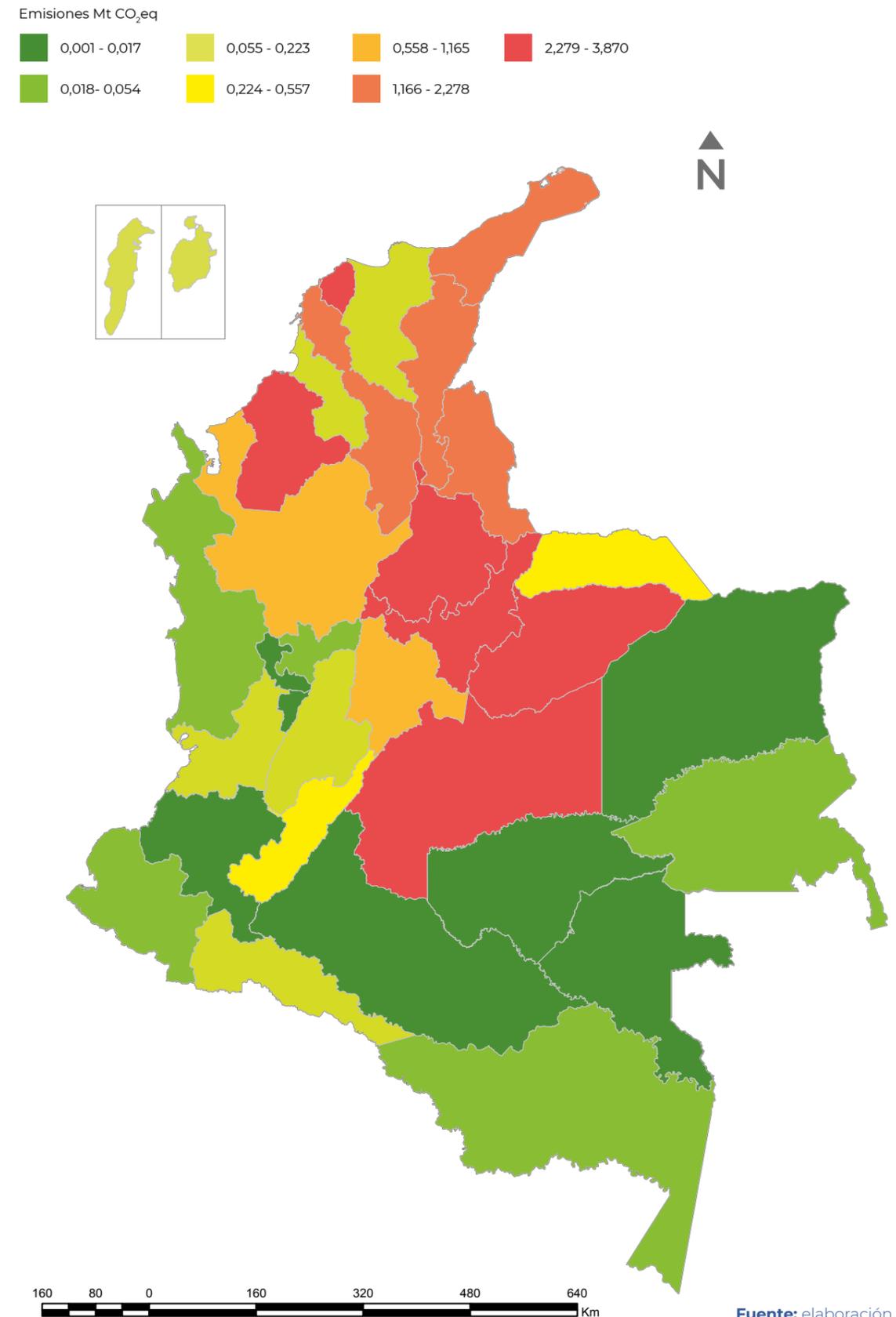
Complementando el reporte de resultados, se realizó la estimación de emisiones de GEI por departamentos para el año 2020. En el Mapa 4-1 se puede observar que Atlántico, Boyacá, Casanare, La Guajira, Meta, y Santander son los departamentos más representativos, pues acumulan cerca del 70 % de las emisiones nacionales. Por su parte, los departamentos de Caquetá, Guaviare, Risaralda y Quindío presentan los niveles más bajos de emisiones, representando aproximadamente el 0,015 % del total nacional. También, se realizó este ejercicio generando una segregación más detallada de la siguiente forma:

- **Sistema Interconectado Nacional (SIN):** acumula el 42% de las emisiones nacionales del sector minero energético (ver Mapa 4-2). Los departamentos de Atlántico, Boyacá Córdoba y Guajira son los más representativos acumulando cerca del 67% del total asociado a esta actividad; mientras que, los departamentos de Caldas y Santander representan el 1,06%.
- **Zonas No Interconectadas (ZNI):** acumulan el 1,0% de las emisiones nacionales (ver Mapa 4-3). Los departamentos de Chocó y el Archipiélago de San Andrés y Providencia representan cerca del 50% del total acumulado en estas zonas; mientras que, los departamentos de Meta y Guaviare representan el 0,7%.

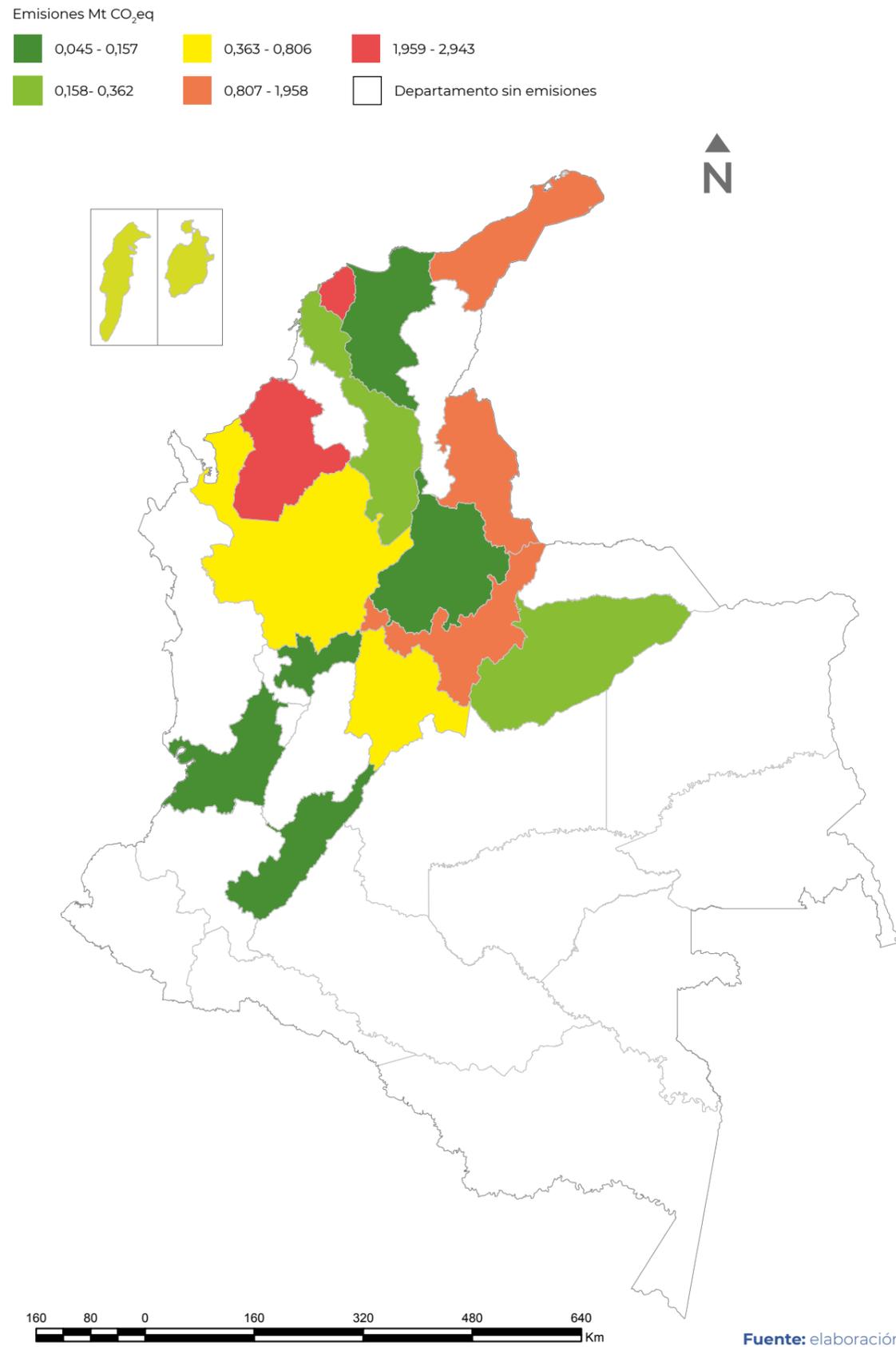
Alrededor de 70% de las emisiones del año 2020 se han concentrado en los departamentos de Meta, Santander, Casanare, Atlántico, La Guajira, Boyacá y Córdoba

- **Minería:** representa cerca del 11% de las emisiones del sector minero energético en Colombia (ver Mapa 4-4). La mayor acumulación se presenta en el departamento del Cesar con aproximadamente el 57% del total de la actividad minera del país; en cambio, Valle del Cauca es el departamento con menor cantidad de emisiones en términos de esta actividad con un valor cercano al 0%.
- **Petróleo y gas:** el desarrollo de estas actividades representa cerca del 46% de las emisiones del sector en el contexto nacional (ver Mapa 4-5). En este sentido, cerca del 79% de las emisiones de la actividad del sector hidrocarburos son generadas en los departamentos de Bolívar, Casanare, Meta y Santander. Por su parte, los departamentos de Caldas, Quindío y Risaralda tan solo aportan el 0,05% de las emisiones.

Mapa 4-1. Total de emisiones de GEI del sector minero energético por departamento para el 2020.

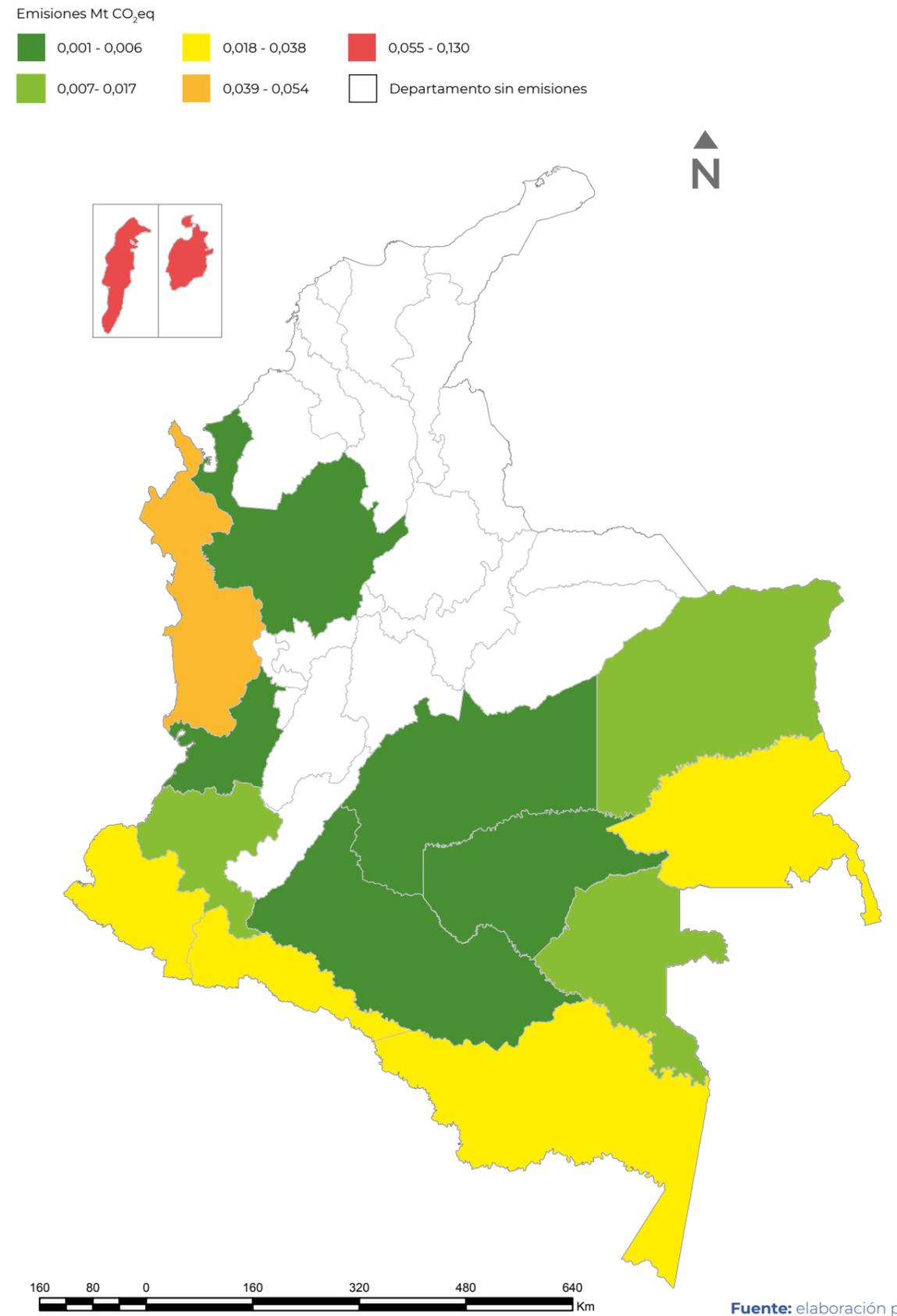


Mapa 4-2. Emisiones de GEI asociadas al Sistema Interconectado Nacional por departamento para el 2020.



Fuente: elaboración propia.

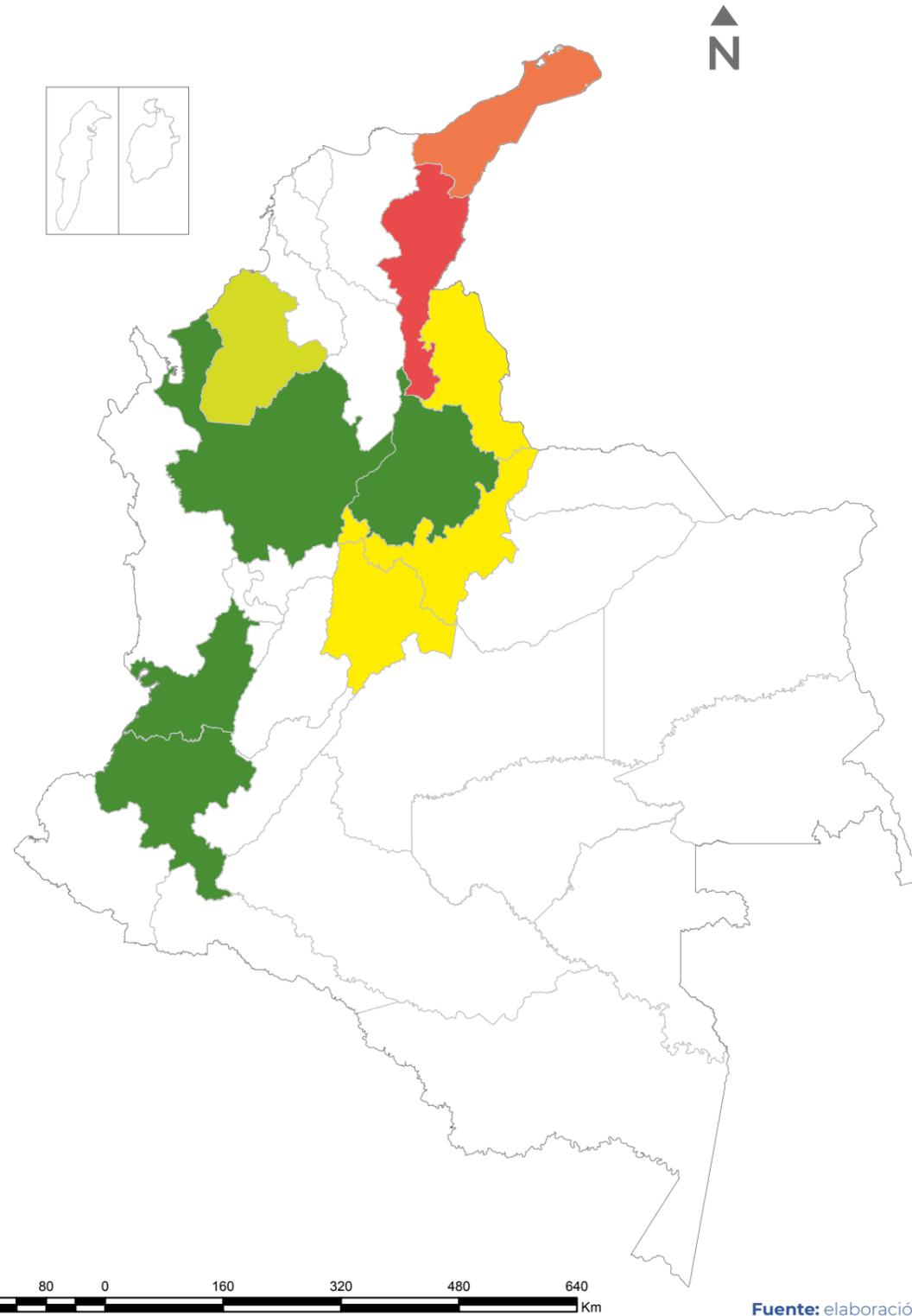
Mapa 4-3. Emisiones de GEI en las zonas no interconectadas (ZNI) por departamento para el 2020.



Fuente: elaboración propia.

Mapa 4-4. Emisiones de GEI de sector minería por departamentos.

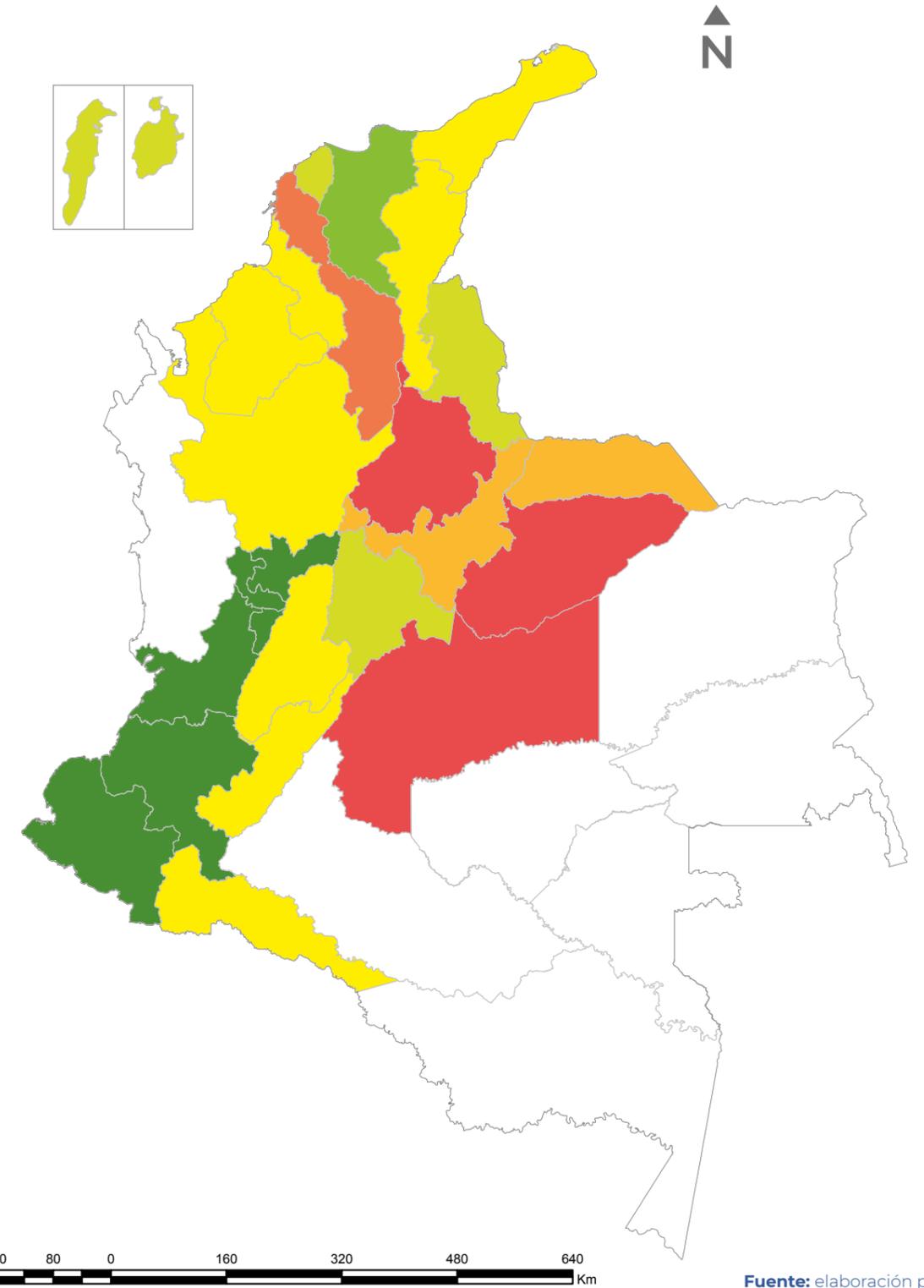
Emisiones Mt CO₂eq



Fuente: elaboración propia.

Mapa 4-5. Emisiones de GEI de sector hidrocarburos por departamentos para el 2020.

Emisiones Mt CO₂eq



Fuente: elaboración propia.

4.4 Definición de la línea base del MRVme

Se realizó la comparación de escenarios desarrollados por MinAmbiente, el INGEI del BUR 2 y las estimaciones de línea base del MME con respecto al reporte de emisiones GEI presentado en este documento. A continuación, una breve descripción de estos:

Línea Base Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS) – 2015

Para el 2015, MinAmbiente estimó la línea base a 2030 basado en varios estudios de consultoría y como producto de la asignación de emisiones al sector se encuentran reportados los valores de dicha proyección en la Tabla 4-10.

Línea Base Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS) – 2020

Como parte de la actualización de la NDC, MinAmbiente llevó a cabo una consultoría con el consorcio VITO-Universidad de los Andes en la cual se utilizó el modelo LEAP⁶, para estimar las proyecciones tanto de la línea base como de la proyección de las medidas de mitigación.

INGEI BUR 2 – 2018

Corresponde a los datos obtenidos y presentados en el BUR 2 (IDEAM et al., 2018) y presenta los datos para el periodo 2010 a 2014. Su estimación es el resultado de un proceso de consolidación de información de mayor precisión y el levantamiento de alguna que no había sido reportada con anterioridad.

INGEI BUR 3 – 2021

Corresponde a los datos obtenidos y presentados en el BUR 3 (IDEAM et al., 2021) y presenta los datos actualizados para el periodo 2010 a 2018. Su estimación es el resultado de un proceso de consolidación de información de mayor precisión y el levantamiento de alguna que no había sido reportada con anterioridad.

Línea Base Ministerio de Minas y Energía (MME) – 2020

Basados en las proyecciones propias del sector elaboradas por la UPME, consignadas en el plan de expansión minero energética del 2014 (UPME, 2013), tanto para generación de energía como para la producción de hidrocarburos (Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2019-2018 y el Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos 2020) y las proyecciones de producción de carbón, el MME ha realizado su propia proyección de línea base de emisiones a 2030, cuya metodología de estimación se encuentra detallada en la actualización del PIGCCme a 2050, en el documento “Escenarios de mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero a 2030 y carbono neutralidad a 2050” (Ministerio de Minas y Energía, 2021a).

Cómo se puede observar en la Tabla 4-10 y en el Gráfico 4 10, en general los resultados obtenidos en la Línea base de MinAmbiente son mayores a los demás escenarios entre 2010 y 2019, excepto en 2010, año en el que los resultados del Reporte Interno del MME son superiores por 1,35 Mt CO₂eq. Respecto a los reportes bienales de actualización, con referencia al BUR 2, actualmente se dispone de factores de emisión actualizados y valores de consumo de combustibles en refinerías, en los cuales se presentaban diferencias considerables. Respecto al BUR 3, se encuentran aún diferencias causadas principalmente por la fuente usada para el consumo de combustibles en actividades de refinación.

Tabla 4-10. Líneas base del sector y reportes de emisiones en MtCO₂eq.

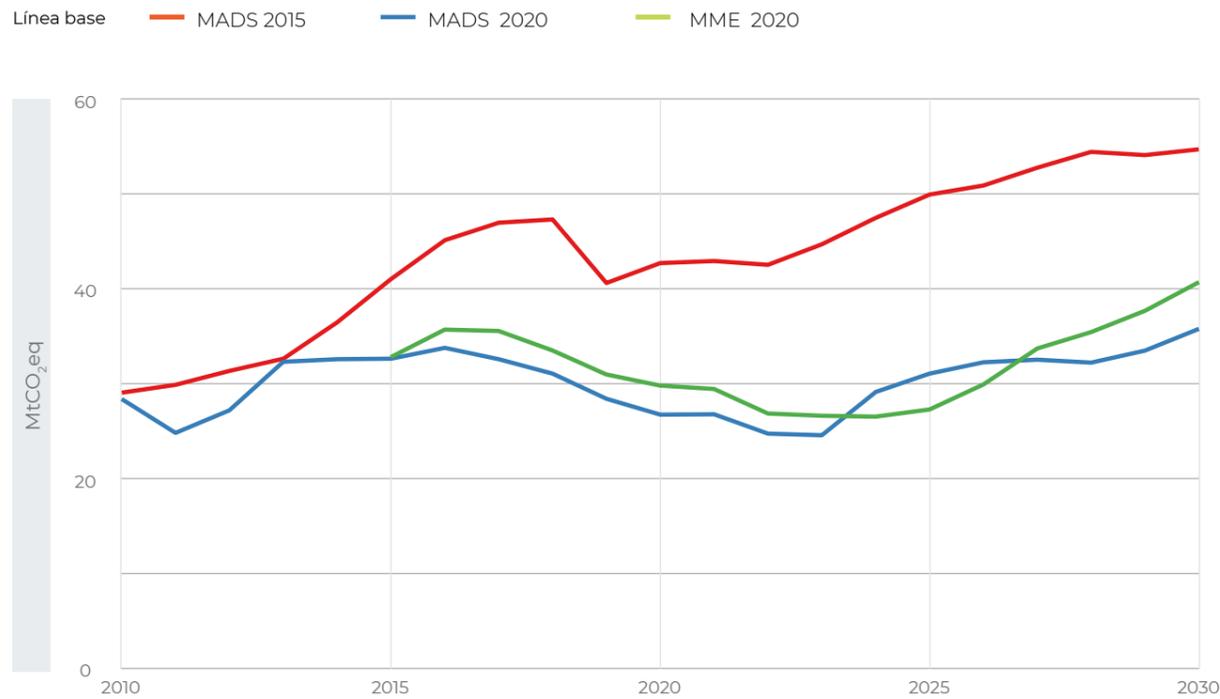
Año	Línea base			Escenarios mitigación			Reportes históricos		
	Línea base MADS –2015	Línea base MADS – 2020 [R]	Línea base MME – 2020 [LB]	MME –2020 [ESCO]	MADS – 2020 [M1]	MADS – 2020 [M3]	Reporte INGEI [BUR2]*	Reporte BUR 3*	Reporte interno MME
2010	29,4	28,89		33,85	28,89	28,89	26,41	32,06	29,2
2011	30,21	26,14		33,61	26,14	26,14	23,10	29,16	26,1
2012	31,64	27,97		32,95	27,97	27,97	24,61	31,13	28,2
2013	32,89	31,91		33,73	31,91	31,91	31,01	34,63	31,8
2014	36,63	32,12		33,07	31,97	32,86	31,38	35,42	32,7
2015	41,08	32,16	32,29	30,36	35,12	34,53		37,01	34,3
2016	45,07	33,04	34,52	32,75	33,4	31,43		37,46	33,9
2017	46,87	32,12	34,41	32,65	32,61	30,59		31,37	27,7
2018	47,2	30,95	32,83	29,93	31,2	29,6		33,67	30,4
2019	40,67	28,91	30,88	28,17	30,72	28,86			33,2
2020	42,72	27,62	29,98	26,84	27,76	27,06			30,8
2021	42,93	27,65	29,7	25,84	28,49	26,78			
2022	42,54	26,08	27,71	26,45	25,53	23,93			
2023	44,65	25,95	27,53	23,15	23,51	20,31			
2024	47,36	29,46	27,46	19,4	22,15	21,25			
2025	49,76	30,95	28,04	19,09	22,97	20,54			
2026	50,69	31,87	30,07	20,64	22,82	19,61			
2027	52,52	32,08	32,99	23,4	23,69	19,27			
2028	54,15	31,84	34,32	24,9	22,65	18,75			
2029	53,82	32,82	36,05	26,15	24,69	19,06			
2030	54,41	34,58	38,37	27,17	26,77	19,95			

* Los datos del BUR 2 y del BUR 3 corresponde a la suma de las categorías del IPCC 1A1 Industrias de la energía y 1B Emisiones fugitivas.

Fuente: elaboración propia.

6. <https://www.sei.org/projects-and-tools/tools/leap-long-range-energy-alternatives-planning-system/>

Gráfico 4-10. Comparación de escenarios de línea base con la estimación del reporte interno entre 2010 y 2030.



Fuente: elaboración propia.

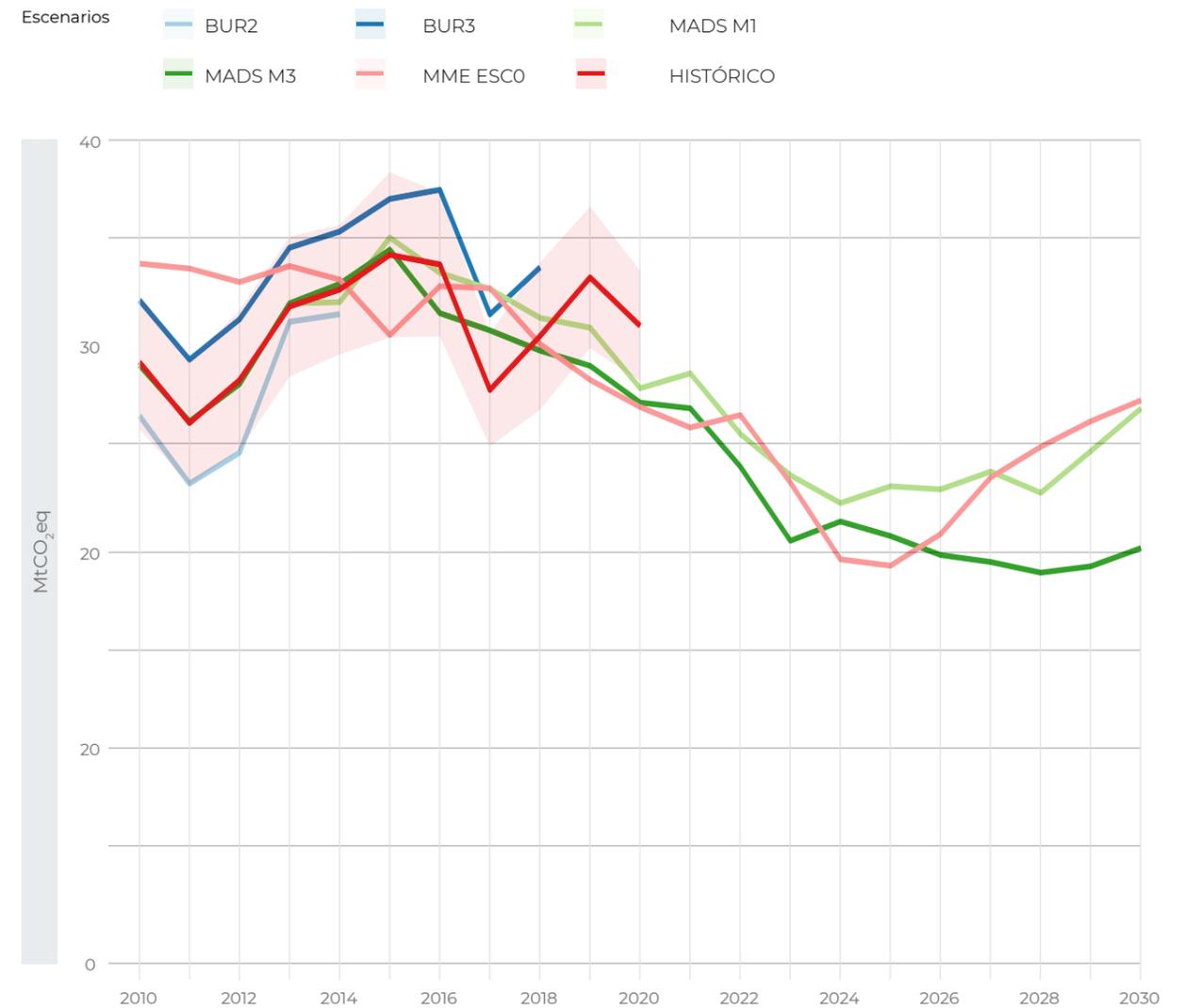
Como se evidencia en el Gráfico 4-10, existen grandes diferencias entre las proyecciones realizadas en el año 2015 por el Ministerio de Medio Ambiente respecto a la proyección del ministerio de Minas y Energía y la actualización de la proyección del ministerio del medio ambiente en el 2020 en cuanto a las emisiones del sector minero energético a 2030. La proyección de emisiones realizada por MinAmbiente en 2015 incluye emisiones como la producción de coque las cuales no fueron cuantificadas en las otras líneas base, así mismo, incluyeron otros factores de emisión y proyecciones más ambiciosas en cuanto a la producción de carbón, petróleo y gas; adicionalmente, la información histórica de los años 2015 a 2020 permite recalibrar los drivers usados en las modelaciones de la línea base, los cuales, en este caso, pudieron haber conllevado a los valores de emisiones inferiores estimados en la actualización del ejercicio de MinAmbiente en 2020.

Como se puede observar en el Gráfico 4-2 la información histórica de las emisiones del sector

hasta 2015 presentaban un comportamiento creciente, luego, al no ser tenido en cuenta el comportamiento entre los años 2015-2020, la línea base modelada puede sobreestimar las emisiones del sector a 2030. Respecto a las líneas base elaboradas por el ministerio de Minas y Energía en el 2020 y la actualización del ejercicio por parte del Ministerio de Ambiente se encuentran similitudes en los valores de las emisiones del sector.

Entre 2015 y 2023 las emisiones de las líneas base del Ministerio de Minas y Energía son levemente superiores a aquellas modeladas por el Ministerio de Ambiente, entre 2023 y 2027 se presentan un comportamiento contrario, para finalmente entre 2027 y 2030 volver a unas emisiones de la línea base proyectadas por el Ministerio de Minas y Energía mayores que aquellas las de MinAmbiente. Estas diferencias pueden deberse al uso de distintas proyecciones para los energéticos y minerales a 2030 a la hora de la construcción de la línea base.

Gráfico 4-11. Comparación de diferentes escenarios planteados con las emisiones históricas del sector.



Fuente: elaboración propia.

En cuanto a los escenarios de mitigación y el comportamiento histórico del sector (Gráfico 4-11), se evidencia que el comportamiento histórico de las emisiones del sector fluctúa entre los valores de los diferentes escenarios de mitigación propuestos por diferentes fuentes. A partir del año 2015, se encuentran diferencias entre escenarios de mitigación planteados. Se evidencia que para el 2015 se plantea en la mayoría de los escenarios de mitigación un máximo en las emisiones del sector (independientemente que se presenten futuros aumentos en las emisiones).

Respecto a esta observación, a pesar del aumento en las emisiones del sector entre los años 2016 y 2019 en ningún momento se han superado los niveles de dicho año. Respecto al BUR 2, han existido mejoras metodológicas, en los factores de emisión y de actividad, mientras que con el BUR 3 las líneas presentadas comparten la misma tendencia, pero la diferencia entre ambas se debe a la estimación asociada al consumo de combustibles en refinerías donde se emplearon fuentes distintas de consumo de combustible en las mismas.

4.5 Avance de las emisiones con respecto a las metas de mitigación

Con el fin de entender mejor la evolución de las emisiones del sector minero energético y su comportamiento a 2020, se presenta el Gráfico 4-12, en el que se comparan las emisiones históricas por subsector, la línea base planteada por el Ministerio de Minas y Energía y la trayectoria del escenario ESCO de mitigación.

En cuanto a la generación eléctrica ZNI y el sector de petróleo y gas, se evidencian emisiones a 2020 del sector muy cercanas a las predichas por la línea base; de la generación ZNI se destaca que se ha presentado un comportamiento fluctuante, presentando por ejemplo para el año 2017, unas emisiones muy por debajo del escenario de mitigación evaluada; sin embargo, en 2019 el valor obtenido estaba por encima de la línea base.

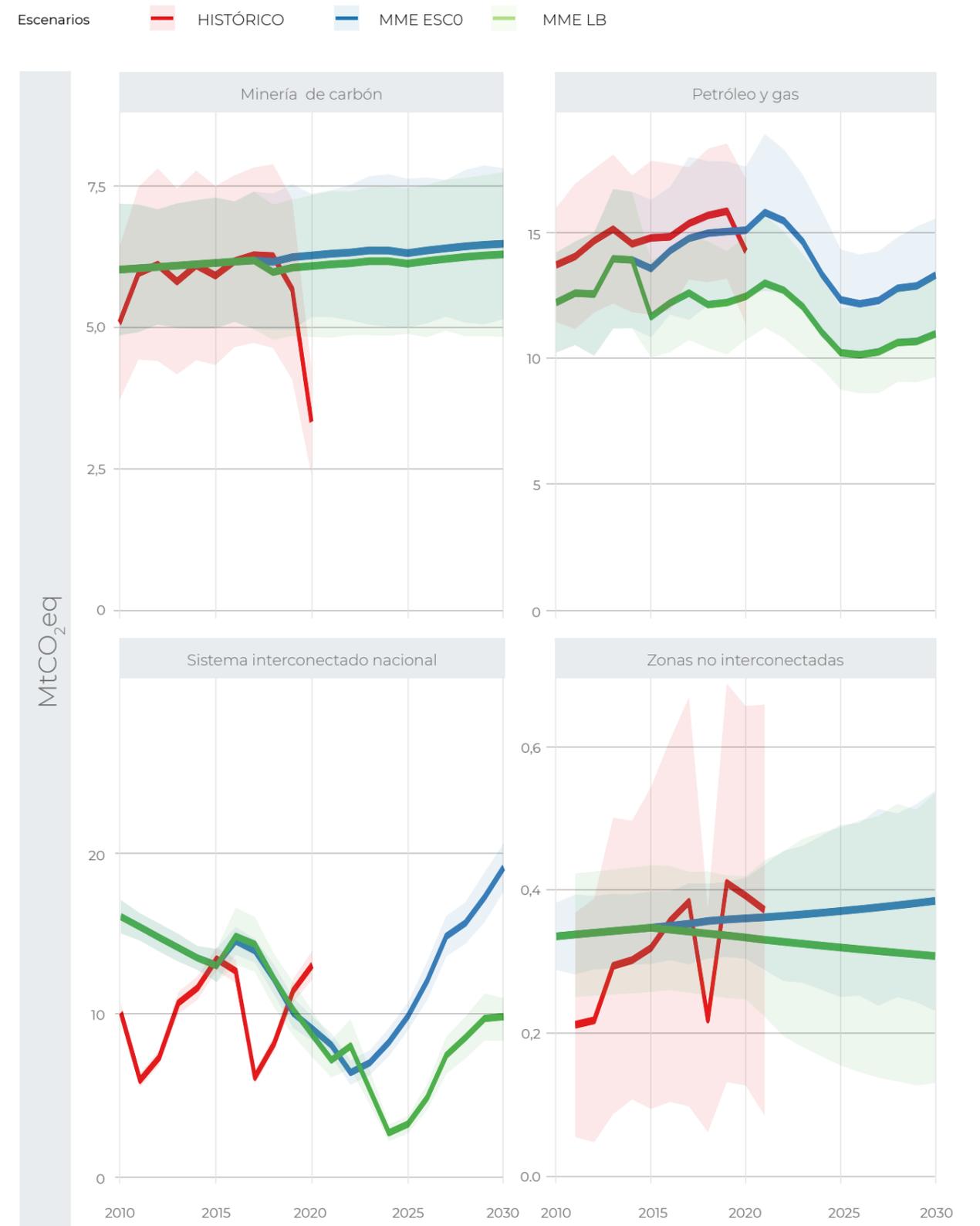
En cuanto al sector de hidrocarburos, se destaca un valor levemente inferior al de la línea base y un comportamiento decreciente en los

últimos 2 años. Respecto a la generación eléctrica SIN, nuevamente se evidencia un comportamiento fluctuante, destacándose que el valor del 2020 es muy superior al de la línea base y el escenario de mitigación. Adicionalmente, tanto en la línea base como en el escenario de mitigación se plantea un comportamiento decreciente hasta el año 2022; el comportamiento histórico demuestra lo contrario, un comportamiento creciente en las emisiones del sector de generación eléctrica.

Finalmente se encuentran las emisiones de la minería de carbón. Allí se identifica un comportamiento de las emisiones históricas similar al modelado en la línea base y el escenario de mitigación, sin embargo, en 2020 se evidenció un descenso en la producción de carbón nacional el cual llevo a una disminución significativa de las emisiones del subsector.



Gráfico 4-12. Emisiones históricas, de la línea base y de escenario de mitigación

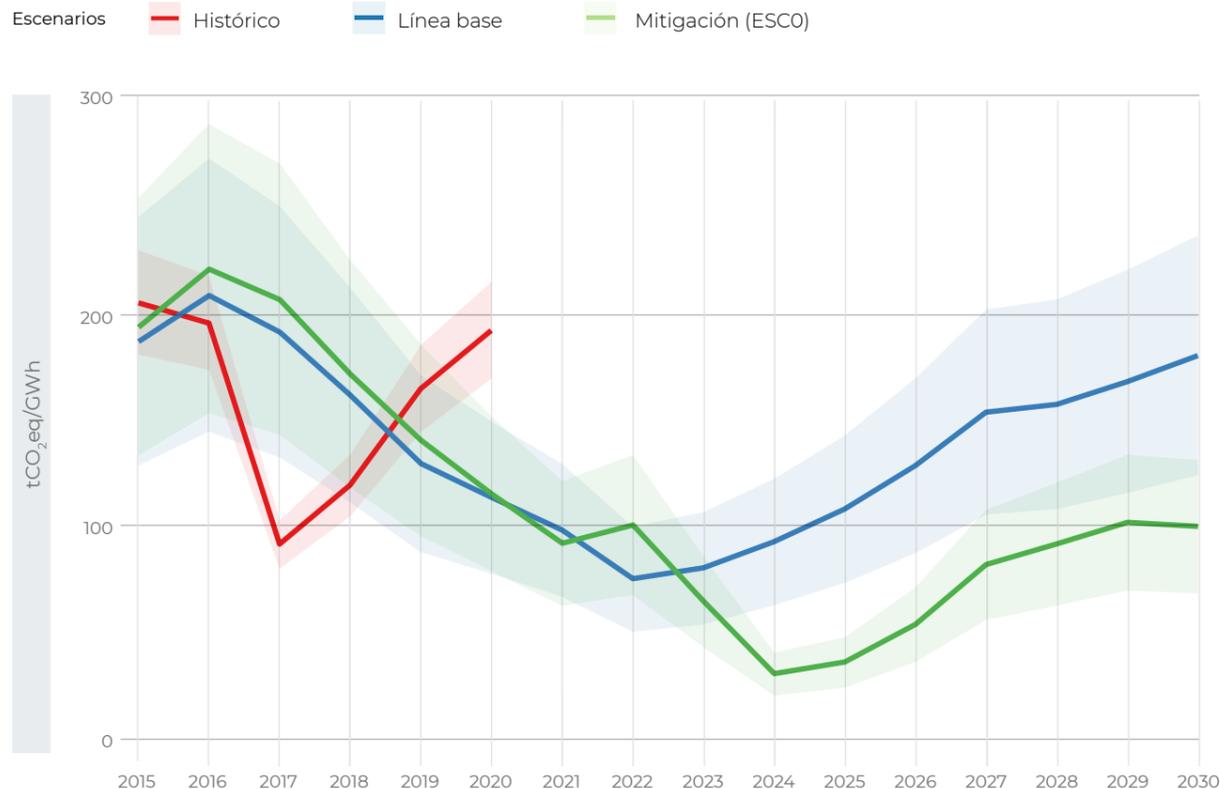


Fuente: elaboración propia.

Adicionalmente, se elaboran gráficos sobre las emisiones por unidad de generación propia de cada subsector, identificando si se ha logrado aumentar la cantidad de energético o mineral producido disminuyendo la cantidad de emisiones generadas. Para la elaboración de estas gráficas se ponderan todas las emisiones anuales derivadas del subsector divididas por la cantidad de generación propia del sector en ese año.

El Gráfico 4-13 muestra las emisiones por cada GWh generado en el SIN, se evidencia que entre el 2017 y el 2020 se ha presentado un comportamiento creciente de las emisiones por GWh generado, alcanzando incluso valores superiores a los estimado para la línea base en el año 2030. Este incremento puede estar relacionado con el fuerte incremento que ha existido en los últimos años de generación eléctrica con carbón y la disminución del aporte porcentual de generación eléctrica por fuentes hídricas que se ha presentado desde el 2017.

Gráfico 4-13. Emisiones por unidad de generación del subsector de generación de energía eléctrica SIN



Fuente: elaboración propia.

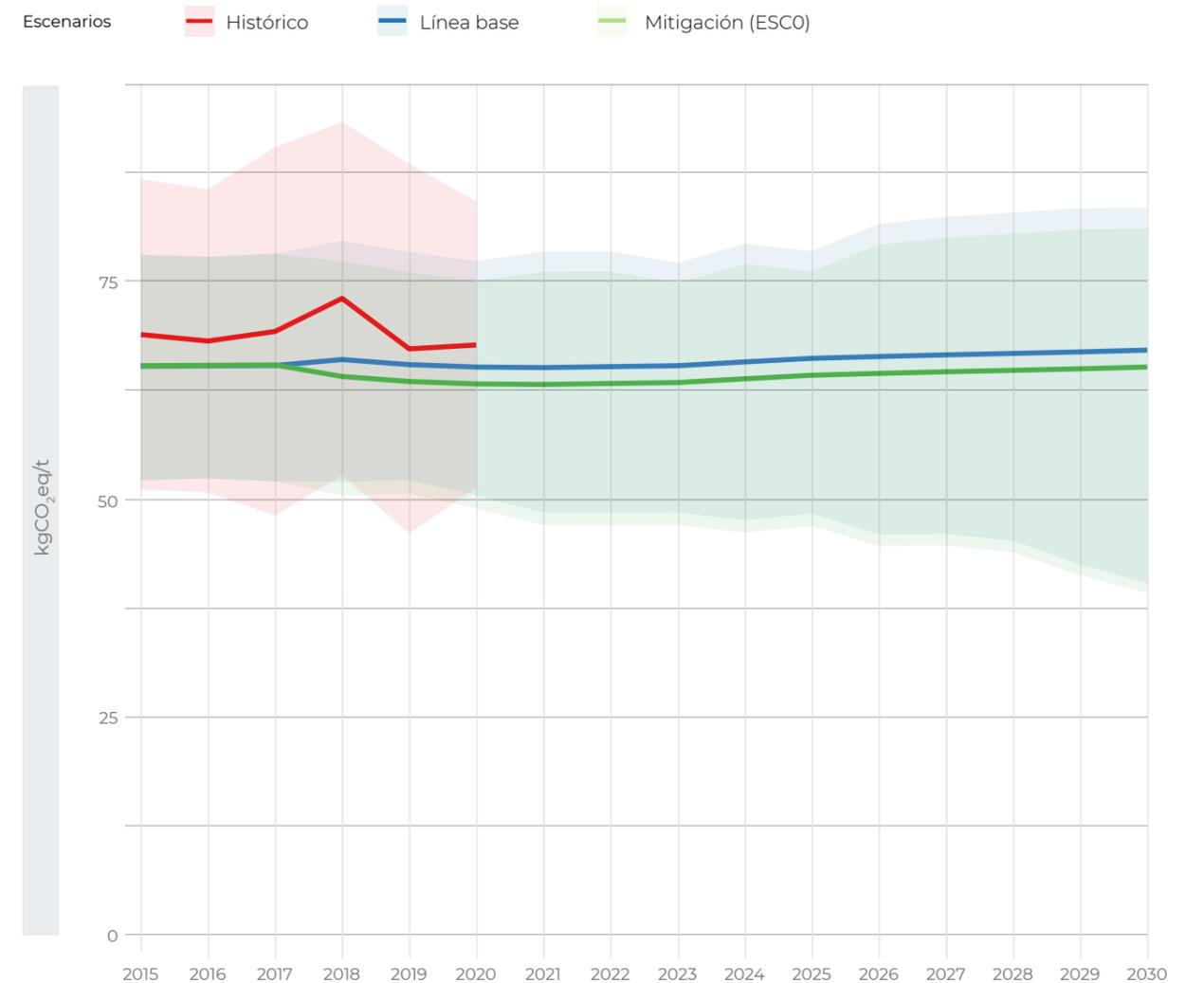
La comparación de las emisiones e intensidades de emisiones históricas con los diferentes escenarios permitió hacer un seguimiento a los avances en metas de mitigación.

Según lo reportado por la Agencia Europea de Medio Ambiente (2021) (EEA por sus siglas en ingles), la intensidad de emisiones promedio para la generación de energía eléctrica en Europa se encontró en un valor de 230,7 t CO₂eq/GWh en 2020. Indicando que esta intensidad para Colombia, debido principalmente a su gran aporte en generación hidroeléctrica, es menor que para el promedio europeo. Sin embargo, debe resaltarse que dentro de la unión europea los valores de esta intensidad pueden cambiar significativamente de un país a otro. Por ejemplo, para 2020, Suecia presenta un valor de 8 t CO₂eq/GWh, Italia de 231,4 t CO₂eq/GWh, Alemania un valor de 311 t CO₂eq/GWh y

Polonia un valor de 709,8 t CO₂eq/GWh, esta intensidad dependerá de la composición de la matriz energética de cada país.

En cuanto a las emisiones por unidad de generación del sector de minería de carbón, se evidencia que el valor histórico que se ha obtenido está por encima de la línea base y del escenario de mitigación evaluado. El comportamiento histórico de los últimos años ha sido constante, a pesar de la disminución de las emisiones totales del sector a 2020, en términos de emisión por tonelada de carbón producida se evidencia que no ha habido mayor cambio respecto al 2019.

Gráfico 4-14. Emisiones por unidad de producción del subsector de minería de carbón.



Fuente: elaboración propia.

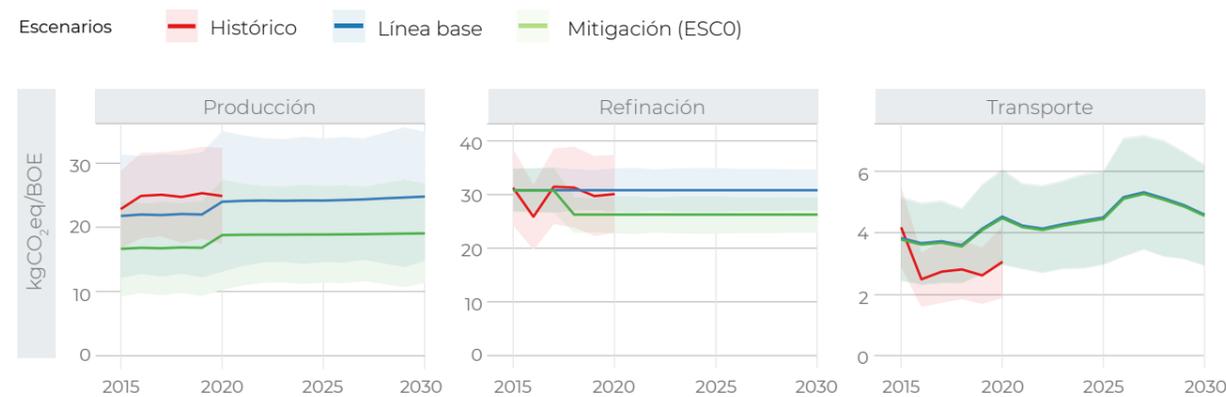
En cuanto a las emisiones derivadas de la minería de carbón se destacan dos aportes principales, uno derivado de la combustión de combustibles en los diferentes procesos en las minas y el otro relacionados con las emisiones fugitivas; en el Anexo 1 se diferencian la intensidad de la minería de carbón de acuerdo con estos componentes. En cuanto a la intensidad derivadas de las emisiones fugitivas se tiene que este valor pasó de 40,6 a 35,7 kgCO₂/t. Estos valores coinciden con aquellos propios de la actividad minera en Alemania (40 kgCO₂/t) y Republica Checa (38 kgCO₂/t) según lo reportado por Miller (2017).

Los valores de esta intensidad varían ampliamente en la literatura, esto debido a las dife-

rentes características de las minas que pueden influir sobre sus emisiones fugitivas y su requerimiento energético para la extracción de carbón. En la revisión elaborada se encontró que en Brasil el valor de esta intensidad es de 85,6 kgCO₂/t (Restrepo et al., 2015). En Sudáfrica de 108 kgCO₂/t (National Treasury, 2019) y China de 164 kgCO₂/t (Zhou, Hu y Wang, 2020); para el caso particular de China la intensidad debida al uso de combustibles en minería de carbón se estima en 16,1 kgCO₂/t.

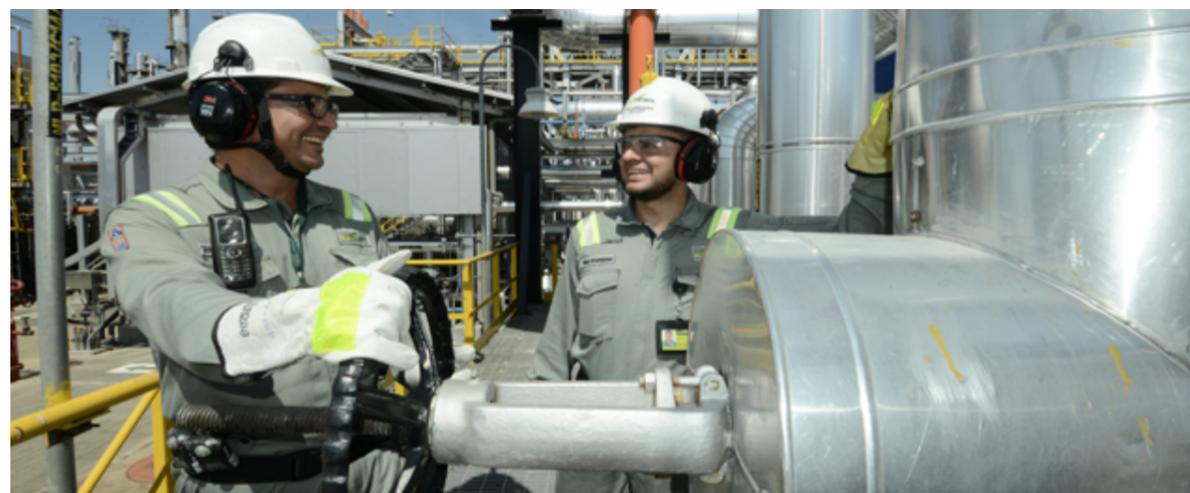
Finalmente, se identifican las emisiones por BOE propio de cada segmento del sector hidrocarburos y se evidencia que en general las emisiones por unidad de hidrocarburo son superiores a la línea base y los escenarios de mitigación.

Gráfico 4-15. Emisiones por unidad de producción del subsector de hidrocarburos.



Fuente: elaboración propia.

Sistema interconectado nacional



Según los valores reportados en la Iniciativa Climática de Petróleo y Gas (OGCI, por sus siglas en inglés), la intensidad de emisiones upstream a nivel global en el 2017 eran de 22,7 kgCO₂eq/BOE pasando a un valor de 19,5 kgCO₂eq/BOE a 2019 (OGCI, 2020). Como se evidencia, el valor histórico nacional estimado se encuentra cerca a este dato, sin embargo, la comparación no puede ser concluyente en estos momentos debido a que se han identificado oportunidades de mejora en la información que hacen referencia a los consumos de combustibles en actividades de extracción, por lo cual el valor de este indicador puede presentar diferencias con lo presentado actualmente.

En cuanto a las intensidades de refinación de petróleo en el artículo "Carbon intensity of glo-

bal crude oil refining and mitigation potential" se reporta que estos valores típicamente fluctúan entre 13,9 y 62,1 kgCO₂eq/BOE, encontrando que el promedio ponderado a nivel mundial para 2015 fue de 40,7 kgCO₂eq/BOE (Jing et al., 2020), aunque también se han identificado discrepancias en la cantidad de combustible usado en refinación, los valores obtenidos de la intensidad de emisiones para esta actividad se encuentran en el rango internacional para la actividad de refinación.

Finalmente, para el transporte de hidrocarburos no se cuenta con un valor de referencia internacional, tal y como se puede ver en el Anexo 1, el valor de la intensidad varía considerablemente si se trata de gas o de crudo, esto principalmente por las emisiones fugitivas asociadas al transporte de gas.

4.6 Proyectos de mitigación registrados en el RENARE

El Sistema Nacional de Información sobre Cambio Climático forma parte del Sistema de Información Ambiental de Colombia (SIAC), brindando datos e información consistente en el tiempo para la toma de decisiones relacionadas con la gestión del cambio climático en el ámbito nacional. El SIAC actualmente se encuentra formado por diferentes sistemas y subsistemas que permiten la gestión de información ambiental del país. Como parte del SIAC se encuentra el sistema de información sobre cambio climático SNICC, el cual comprende el sistema de monitoreo, reporte y verificación de las acciones de mitigación a nivel nacional (MRV). La Ley 1931 establece que RENARE hace parte del SNICC como uno de los instrumentos necesarios para la gestión de información de las iniciativas de mitigación de GEI.

El Registro Nacional de Reducción de las Emisiones de GEI (RENARE) tiene el propósito de gestionar la información a nivel nacional de las

iniciativas de mitigación de GEI que pretenden optar a pagos por resultados o compensaciones similares como consecuencia de la implementación de acciones de reducción o remoción de emisiones de GEI y de aquellas que contribuyen al cumplimiento de las metas nacionales de cambio climático. La plataforma RENARE, para la adición de nuevas iniciativas tiene la posibilidad de clasificar estas entre los siguientes tipos:

Proyectos de desarrollo bajo en carbono y resiliente al clima (PDBC): son un tipo de iniciativa sectorial de mitigación de GEI diferentes a las NAMAS, Proyectos o Programa REDD+, MDL y MDL-PoA, que se desarrolla en el marco de las metas nacionales de cambio climático.

Mecanismo de desarrollo limpio (MDL): son un tipo de proyecto sectorial de mitigación de GEI que incluye actividades de reducción de emisiones o remoción de GEI que optan al mecanismo de desarrollo limpio MDL-Protocolo de Kioto.

Project of activity (MDL-PoA): son un tipo de proyecto sectorial de mitigación de GEI que incluye un conjunto de actividades coordinadas por una entidad pública o privada que implementa cualquier política, medida o meta establecida, para dar como resultado reducciones de emisiones o remociones de GEI que optan al mecanismo de desarrollo limpio MDL del Protocolo de Kioto.

PY REDD+ Proyecto REDD+: es un tipo de proyecto de mitigación de GEI que implementa actividades REDD+ y cubre un área geográfica de nivel subnacional específicamente delimitada. Su titular es de carácter privado o público, este último en el marco de las funciones y competencias asignadas por la ley.

PG REDD+ Programa REDD+: es un tipo de programa de mitigación de GEI que implementa actividades REDD+ y cubre un área geográfica de nivel nacional o un área de nivel subnacional con biomas o amplias extensiones de bosques naturales. El programa está a cargo de una entidad pública del orden nacional y su titular es el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, individualmente o en asociación con otras entidades del gobierno.

Igualmente se identifican 4 fases secuenciales diferentes, en las cuales se pueden encontrar una iniciativa RENARE. La fase de factibilidad, donde se evalúa la factibilidad técnica y financiera de los proyectos de mitigación; la fase de formulación donde se presenta el diseño detallado de la iniciativa de mitigación de GEI; la fase de implementación, donde se inicia la ejecución de actividades de mitigación GEI y se hace seguimiento a los resultados a través del monitoreo y reporte de la iniciativa; y finalmente la fase de cierre en la cual se contabilizan las emisiones reducidas propiamente durante el desarrollo del proyecto.

El ministerio de Minas y Energía tiene información de 15 iniciativas de mitigación provenientes del sector minero energético las cuales están reportadas en el sistema RENARE a 2020. Todas estas iniciativas fueron registradas en el sistema en 2020. 14 corresponden al subsector de generación de energía eléctrica y 1 al subsector de petróleo y gas. De los proyectos mencionados 4 se desarrollan en Antioquia, 3 en Bogotá, 3 en el Valle del Cauca, 1 en La Guajira, 1 en Sucre, 1 en Tolima y 1 en Santander. La siguiente tabla resume el número de iniciativas de mitigación para cada subsector de la generación y su fase de implementación.

Tabla 4-11. Número y tipo de iniciativas asociadas al sector minero energético inscritas en RENARE a 2020.

Sector	Tipo de iniciativa	Fase			Línea estratégica PIGCCme 2050	
		Factibilidad	Formulación	Implementación	Generación de energía	Eficiencia energética
Generación de energía eléctrica	MDL	0	5	3	14	0
	MDL-PoA	0	0	1		
	PY PDBC	1	3	1		
Petróleo y gas	PY PDBC	0	1	0	0	1

Fuente: elaboración propia.

4.7 Informes de sostenibilidad de las empresas del sector minero energético

Se ha realizado paralelamente un ejercicio de observación de los informes de sostenibilidad de diferentes empresas dedicadas a actividades de generación eléctrica SIN, minería de carbón y extracción, transporte y refinación de petróleo y gas, con el fin de identificar el tipo de medidas de mitigación que se ade-

lantán y la manera en la que se presentan las emisiones GEI de las empresas del sector. La siguiente tabla resume el número de informes de sostenibilidad que se observó en cada subsector y el número de medidas de mitigación relacionadas con las correspondientes líneas estratégicas.

Tabla 4-12. Medidas de mitigación encontradas en diferentes informes de sostenibilidad de empresas del sector minero energético.

Sector	n.º informes de sostenibilidad consultados	Línea estratégica			
		n.º medidas "Generación energética"	n.º medidas "Eficiencia energética"	n.º medidas "Emisiones fugitivas"	n.º medidas "Gestión activa de la demanda"
Petróleo y gas	37	8	32	14	1
Minería de carbón	8	2	4	5	0
Generación de electricidad	21	3	16	0	4

Fuente: elaboración propia.

En el subsector de petróleo y gas, las medidas de generación energética han estado relacionados con proyectos de sustitución de motores de combustión interna, cambio de combustibles fósiles por energía eléctrica; incluyendo proyectos que consideran la conexión al SIN, almacenamiento de energía eléctrica en baterías y estudios para la incorporación de energía geotérmica en algunos campos.

En cuanto a medidas relacionadas con la eficiencia energética se identifican medidas como programas de optimización energética, proyectos de Combined heat and power e implementación de proyectos de trigeneración. Para el caso de transporte de hidrocarburos, la inyección de agente reductor de arrastre, el cual permite una disminución de las pérdidas de fricción por

bombeo en tuberías logrando que se transporte más crudo con la misma energía; para el caso de refinación se encuentran proyectos como diseño de catalizadores o de equipos que permitan ahorros energéticos para una operación determinada, la implementación de proyectos de cogeneración e instalación de turbo expansores y mejora de recuperación de calor en unidades de craqueo catalítico.

Respecto a las medidas asociadas a emisiones fugitivas, se identifican medidas como la instalación de proyectos Gas to Power evitando la práctica de quema de gas en pozo. Respecto al uso de antorchas se plantea mejorar la cuantificación del gas que es quemado, la implementación de estándares mínimos de calidad para teas y el uso de técnicas computacionales e inte-

ligencia artificial para mejorar la eficiencia de quema en tea en los casos que sea necesario. Se encuentran igualmente medidas como la inversión en sistemas de control de presión, planes de prevención de daños en tubería e inversión para el monitoreo de estas emisiones en campo e igualmente un registro aéreo de las emisiones. Finalmente, en gestión activa de la demanda se encuentran medidas como la gestión digital de la energía consumida en la operación.

En el subsector de minería de carbón, se encuentran medidas de eficiencia energética relacionadas con la optimización de los procesos, destacándose la optimización para el diseño de rutas de acarreo para la maquinaria y la reducción en el uso de vías internas. En cuanto a la línea estratégica de generación energética destacan proyectos para autogeneración eléctrica en las minas. Por otra parte, en temas relacionados con emisiones fugitivas y de material particulado se plantean medidas como el riego de vías con aguas y aditivos supresores, el uso de aspersores para humectar los minerales antes de su procesamiento y el monitoreo en tiempo real de las emisiones y de la calidad del aire.

Para el subsector de generación de energía eléctrica, se encuentran medidas que permiten mejorar la eficiencia energética tales como la automatización y telecontrol de centrales, gestión de pérdidas energéticas en transmisión, inversión en tecnologías para quema de combustibles, instalación de precipitadores electrostáticos y mejoras en los sistemas de desdeshollinado de calderas. Dentro de las medidas relacionadas con la generación energética se encuentran proyectos de generación distribuida, evaluación de proyectos para la generación de energía eléctrica a partir de residuos sólidos y el aprovechamiento energético de biogás. Finalmente, se encuentran medidas relacionadas con gestión activa de la demanda, tales como el plan de uso racional de energía, la penetración *Smart metering* y *Smart grids*, la digitalización de la red eléctrica y la instalación de contadores inteligentes.

Después de mencionar algunas de las medidas de mitigación implementadas por las empresas que se consolidan como actores del sector minero energético colombiano, se identifica un com-

promiso por la disminución de las emisiones de GEI y la mejora de la eficiencia energética de diferentes procesos sin comprometer la productividad propia de cada sector. Por lo tanto, debido al gran grupo de medidas de mitigación que han empezado a ser implementadas en el sector se espera que en los próximos años estos esfuerzos realizados por las empresas se vean representado en los valores numéricos de los diferentes indicadores del sistema MRV.

Por otro lado, para hacer un seguimiento efectivo de las medidas implementadas en las empresas, se debe mejorar la capacidad de recolección de información y las herramientas usadas para este propósito, de manera que se conozcan con mayor detalle los diferentes energéticos empleados y su respectivo uso, también se hace necesario conocer información sobre la energía eléctrica autogenerada por las empresas del sector e información asociada a la energía eléctrica empleada en diferentes actividades.

Finalmente, es necesario promover que las diferentes medidas de mitigación adelantadas por las empresas sean registradas y verificadas en RENARE, permitiendo de esta manera que las reducciones logradas con las medidas de mitigación se registren oficialmente a nivel nacional.

En los reportes de sostenibilidad revisados, se evidencia que las empresas del sector han definido metodologías para la estimación de las emisiones de GEI derivadas de sus actividades, destacando que las emisiones se presentan principalmente en 2 alcances distintos, el alcance 1, refiriéndose a las emisiones propias de las actividades propias de las empresas, siendo estas principalmente aquellas derivadas del uso de combustibles o emisiones fugitivas; y el alcance 2, el cual se refiere a las emisiones asociadas a la generación de la electricidad consumida por la organización.

Igualmente se encuentra que algunas compañías reportan sus intensidades energéticas y de emisiones permitiendo evidenciar la cantidad de energía que se requiere o de emisiones que se generan por unidad de producción característica de cada subsector. Finalmente, se destaca que un amplio grupo de empresas en sus reportes ofrecen información respecto a las emisiones de contaminantes criterio.



4.8 Proyectos de mitigación adicionales

Se han identificado una serie de medidas de mitigación adicionales cuyo potencial de mitigación puede repercutir considerablemente sobre las emisiones propias de una actividad del sector minero energético. Debido al compromiso existente para alcanzar la carbono neutralidad del sector, es frecuente la aparición de nuevos proyectos de mitigación que permitirán mejoras considerables en la eficiencia energética de diferentes procesos, alternativas o prácticas que permitan la disminución de emisiones de un sector. Se han encontrado proyectos de mitigación adicionales relacionados principalmente con sustitución de combustibles y desarrollo de nuevas tecnologías que tienen un impacto considerable sobre el consumo de energía de procesos específicos. A continuación, se mencionan estos proyectos de mitigación adicionales identificados principalmente en los informes de sostenibilidad de las empresas del sector.

En el sector de petróleo y gas se ha identificado oportunidades de ahorros energéticos a través de la interconexión eléctrica de diferentes campos petroleros, desarrollo de modelos matemáticos que describan los pozos petroleros permitiendo la operación óptima de los mismo en términos energéticos, la inyección selectiva de vapor, espumas o geles que permitan obtener más hidrocarburos con la misma canti-

dad de energía empleada. También, algunas compañías desean invertir en inteligencia artificial de manera que se recolecten datos y estos sean procesados en tiempo real permitiendo la toma de decisiones orientadas a la disminución de emisiones o mejora de eficiencia de la operación. En actividades de refinación destaca la integración energética de unidades de destilación y la identificación de pérdidas de vapor en sistemas de calentamiento. Se ha identificado igualmente que la sustitución de algunos combustibles fósiles por biocombustibles avanzados o biodiesel o la sustitución de combustibles líquidos por gas natural tienen un impacto considerable sobre las emisiones.

En cuanto a la minería de carbón se han identificado oportunidades en la mitigación de emisiones en la automatización de sistemas de ventilación y gestión de minas abandonadas para aprovechamiento del metano producido.

En cuanto a la generación eléctrica, se identifican que proyectos relacionados con la reducción de temperatura de gas de salida de calderas y mejoras tecnológicas en cuanto al proceso de combustión, que pueden representar mejoras importantes en la eficiencia. Para la transmisión de energía, se plantea un programa de detención temprana de fugas SF₆.

5.1 Identificación de necesidades para el MRVme

Teniendo en cuenta la estructura general del MRVme, se han identificado las siguientes necesidades para continuar con la implementación y retroalimentación constante del MRVme.

⬇ **Tabla 5-1.** Necesidades identificadas para el MRVme.

Módulo del MRV	Actividad	Necesidad
Entrada	Políticas del sector	La actualización del MRVme, incluyendo revisión de cadenas causales, hitos e indicadores, debe realizarse para que esta sea acorde a las nuevas líneas estratégicas del PIGCCme 2050 y a las nuevas políticas subsectoriales.
	Articulación RENARE – MRVme	Se requiere apoyo en la articulación entre estos dos instrumentos de tal forma que se puedan definir las reglas de contabilidad, así como mejorar el flujo, gestión y recopilación de la información contenida en el RENARE hacia el MRVme.
	Seguimiento a incentivos tributarios	Los incentivos tributarios relacionados con las reducciones de emisiones GEI deben contar con un esquema de seguimiento desarrollado conjuntamente con la UPME, la ANLA y la DIAN, por lo cual un apoyo específico para este esquema se hace necesario.
	Seguimiento a los proyectos sectoriales de mitigación	Fortalecer la capacidad de seguimiento a los proyectos sectoriales de mitigación de emisiones que estén registradas en otras plataformas distintas al RENARE.
	Fortalecimiento de la gestión de la información requerida para la estimación de indicadores, emisiones y otra información de interés para el MRVme	Mantener o incrementar las capacidades técnicas adquiridas con la finalidad de gestionar la información requerida en cada una de las etapas del MRVme, hacer seguimiento al correcto funcionamiento de los arreglos institucionales en cuanto a la transferencia de información, o identificar nuevos acuerdos de ser necesario; e identificar potenciales de mejora en cuanto a la información de entrada al MRVme.

5 NECESIDADES Y APOYO RECIBIDO EN EL MARCO DEL MRVme

Módulo del MRV	Actividad	Necesidad
Proceso – Planeación	Revisión y actualización de los protocolos del MRV	Fortalecer la revisión y el análisis periódico de las cadenas causales, matriz de hitos, indicadores, diagramas de flujo de información, que a su vez son la base los diversos protocolos con los que cuenta el MRVme (maestro, control y aseguramiento de calidad, cálculo de emisiones y su incertidumbre, y otros identificados).
	Flujo de información con proveedores al MRVme	Debido al requerimiento periódico de información, es necesario fortalecer el apoyo en la definición, concertación y aprobación de protocolos de recolección de información, y los mecanismos de transferencia de información entre los proveedores al MRV, ya sea por acuerdos voluntarios alineados con los protocolos del MRVme, arreglos institucionales u otros.
Proceso – Gestión	Trabajo interinstitucional	Es requerido un apoyo técnico que permita la creación de espacios de trabajo conjunto con el IDEAM, el Ministerio de Ambiente y otras entidades que ayuden a identificar requerimientos y oportunidades de mejora, tanto en los flujos de información como oportunidades de trabajo interinstitucional, en el marco del SINGEI, RETCE y otros instrumentos identificados.
Proceso – Procesamiento	Procesamiento de información	El análisis de información recolectada en la etapa de gestión requiere el apoyo y fortalecimiento técnico en la recolección, procesamiento, verificación y generación de indicadores, estimación de emisiones GEI y otras variables de interés para el MRVme
Proceso – Reporte interno	Escritura del reporte interno del MRVme	Los análisis y el seguimiento llevado a cabo por los procedimientos y protocolos del MRVme son consignados en los reportes internos del MRVme, el cual es uno de los instrumentos más importantes para evaluar la ruta de mitigación del sector, por tal motivo es requerido un apoyo constante en la generación y consolidación de este reporte.
Salidas del MRVme	Definición del modelo de negocio	Es importante el apoyo técnico con la gestión del conocimiento dentro del Ministerio de Minas y Energía para definir el modelo de negocio del conocimiento y establecer los lineamientos, estrategias e instrumentos, que permitan fortalecer los mecanismos de divulgación, consulta y gestión de la información generada por el MRVme.
	Divulgación y transferencia de información interna-externa	Es necesario el apoyo técnico y administrativo para realizar todas aquellas actividades que permitan la divulgación del seguimiento consignado en el reporte interno del MRVme, tanto internamente (Ministerio y entidades adscritas) como externamente.
Transversal	Recurso humano	Garantizar el personal necesario según los lineamientos del MRVme que permitan la implementación y seguimiento del mismo.

Fuente: elaboración propia

5.2 Iniciativas sectoriales apoyadas con recursos propios y/o mediante cooperación internacional

5.2.1 Convenio de cooperación internacional CIAT

En el marco del Convenio de Cooperación Internacional GGC n.º 451 de 2020, dirigido y ejecutado por el Centro Internacional de Agricultura Tropical, se llevó a cabo la consultoría denominada “Desarrollar el estándar de política y acción para los componentes de adaptación y gobernanza del Plan Integral de Gestión del Cambio Climático del sector minero energético – PIGCCme”. En este sentido, y con el objetivo principal de desarrollar las cadenas causales, hitos e indicadores de las actividades del componente de adaptación y las actividades del componente de gobernanza del Plan Integral de Gestión del Cambio Climático del sector minero energético, fueron diseñados dos productos; a saber:

1 Finalizado y entregado durante el mes de marzo de 2021, el primer producto tiene por nombre “Cadenas causales, hitos e indicadores de las 29 actividades del componente de adaptación”.

2 Finalizado y entregado durante el mes de marzo de 2021, el segundo producto tiene por nombre “Cadenas causales, hitos e indicadores de las 48 actividades del componente gobernanza”.

5.2.2 Proyecto Materias Primas y Clima (MaPriC) – GIZ

En el marco del Proyecto Materias Primas y Clima (MaPriC), actualmente liderado y financiado por la Sociedad Alemana de Cooperación Internacional GIZ Colombia, se adelanta la consultoría denominada Propuesta e inclusión de los subsectores de agregados pétreos y níquel al sistema de Monitoreo Reporte y Verificación (MRV) de mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del Plan Integral de Gestión del Cambio Climático del sector minero energético (PIGCCme). Tal consultoría, y como su nombre lo indica, tiene como objetivo principal incluir los subsectores de agregados pétreos y níquel al sistema MRV de mitigación de emisiones de GEI del PIGCCme.

En este sentido, cabe señalar que se estima un avance en el desarrollo de la consultoría del 66%, soportado en la entrega satisfactoria de dos de los tres productos requeridos; a saber:

1

Finalizado y entregado durante el mes de agosto de 2021, el primer producto es el “Plan de trabajo ajustado para desarrollar la propuesta de inclusión de los subsectores de agregados pétreos y níquel al Sistema Monitoreo Reporte y Verificación (MRV) de mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del Plan Integral de Gestión del Cambio Climático del sector minero energético – PIGCCme”.

2

Finalizado y entregado durante el mes de noviembre de 2021, el segundo producto es denominado “Mapas de cadena causal, hitos e indicadores”.

3

El tercer producto, denominado “Documento con la propuesta de inclusión de los subsectores de agregados pétreos y níquel al Sistema Monitoreo Reporte y Verificación (MRV) de mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del Plan Integral de Gestión del Cambio Climático del sector minero energético – PIGCCme”, se espera sea finalizado de acuerdo con el plan de trabajo formulado durante el mes de diciembre de 2021.

4

Se espera entregar el documento final de MRV de subsectores de agregados pétreos y níquel en marzo de 2022.



6

DESARROLLO DE CAPACIDADES

6.1 Fortalecimiento de capacidades planificadas

En el marco del seguimiento al MRVme se han fortalecido los conocimientos del personal a cargo, tanto de la estimación de emisiones e indicadores, como del personal a cargo de la consolidación del reporte del MRVme. Este fortalecimiento se vio reflejado en la capacidad adquirida para la estimación de la línea base y los escenarios de mitigación, que sirvieron de base para conceptualizar y aterrizar el componente de mitigación del PIGCCme 2050 (Ministerio de Minas y Energía, 2021b).

Dentro del fortalecimiento de capacidades, se han creado los primeros canales de flujo de información, lo cual permitió estimar las emisiones, indicadores y demás información plasmada en este reporte, canales que deben ser reforzados por medio de arreglos interinstitucionales para el flujo de información.

6.2 Fortalecimiento de capacidades planificadas próximos pasos

El primer fortalecimiento a tener en cuenta en los próximos pasos se debe centrar en la formulación y el fortalecimiento de un equipo de trabajo que se encargue directamente de todos los procesos involucrados en el MRVme, desde la consecución de la información de entrada, como los procesos internos y las salidas del MRVme.

Adicionalmente, la estimación de las emisiones y su incertidumbre tiende a ser una capacidad de mejora constante; si bien es cierto que actualmente el MRVme cuenta con un protocolo de estimación de emisiones y su respectiva incertidumbre, las capacitaciones continuas entre el equipo interno del MRVme y a las entidades adscritas al ministerio permitirían aumentar el conocimiento en el sector sobre las metodologías de cuantificación de emisiones planteadas en el MRVme.

Por otro lado, entendiendo que dentro de las medidas de mitigación existen tecnologías emergentes, como lo son la implementación de baterías de almacenamiento, el uso y genera-

ción de hidrógeno y las tecnologías de captura, uso y almacenamiento de carbono, es necesario fortalecer las capacidades de estimación de emisiones o sus reducciones, asociadas a estas tecnologías, así como los indicadores que permitan hacerle seguimiento a la implementación de estas tecnologías.

El equipo formado para el MRVme deberá fortalecer todas las capacidades adquiridas en el flujo de información del MRVme, con ayuda de todos los instrumentos administrativos que pueda brindar el Ministerio de Minas y Energía; adicionalmente, este equipo, en sus revisiones periódicas al MRVme, plantearía nuevas necesidades de información en las cuales se concertarán los mecanismos de captura de información con las entidades encargadas de generarla, con la finalidad de incluirlas dentro del flujo de información al MRVme; incluyendo la información generada por las nuevas tecnología. Finalmente, se deben establecer los mecanismos de articulación con la estrategia de las capacidades desarrolladas en el componente de gobernanza.

A continuación, se muestran los hallazgos encontrados en la elaboración de este reporte y sus respectivos planes de mejora.

⬇ **Tabla 7-1.** Planes de mejora para el MRVme.

Módulo del MRV	Hallazgo	Plan de mejora
Entrada	Nuevas líneas estratégicas contempladas en el PIGCCme 2050.	Ajustar y revisar la estructura y el contenido del MRVme, de acuerdo con la actualización del PIGCCme 2050.
	Falta de estructuración del flujo de información de RENARE al MRVme e incentivos tributarios.	Definir arreglos instituciones y la vigencia de estos, que incluirá el listado de información requerida del MRVme, los cuales deben ser soporte del protocolo de flujo de información.
	Falta de información de los proyectos sectoriales de mitigación migrados a RENARE.	Desarrollar de un protocolo donde se especifique qué información debe tener cada proyecto para hacer hacerle seguimiento, tanto por el MRVme, como por el RENARE.
	Discrepancia en la consulta anual de consumos de combustibles líquidos en el SICOM.	Definir los criterios de consulta al SICOM, en concordancia con los criterios definidos por la UPME.
	Discrepancia entre los valores reportados de combustibles en las refinerías.	Se adopta provisionalmente el uso de la información reportada por ECOPETROL, sin embargo, es necesario sostener reuniones con UPME y ECOPETROL para la incorporación y revisión de la información ingresada al BECO.
	Falta de continuidad en la entrega de la información por parte de los proveedores.	Mantener o incrementar las capacidades técnicas adquiridas con la finalidad de gestionar la información requerida en cada una de las etapas del MRVme. Hacer seguimiento al correcto funcionamiento de los arreglos institucionales en cuanto a la transferencia de información, o identificar nuevos acuerdos de ser necesario.

7 PLAN DE MEJORAMIENTO

Módulo del MRV	Hallazgo	Plan de mejora
Proceso – Gestión	Estrategia para socialización del MRVme a entidades no adscritas al Ministerio de Minas y Energía.	Definir la estrategia de socialización del MRVme a entidades como el IDEAM, Ministerio de Ambiente, entre otras que permitan identificar requerimientos y oportunidades de mejora del MRVme, incluyendo las reglas de contabilidad.
Proceso – Procesamiento	Falta incluir información de ferróniquel, agregados pétreos y SF ₆ .	Incorporar la información de ferróniquel y agregados pétreos dentro de la estructura del MRVme y revisar la información del sector para evaluar la inclusión de emisiones de SF ₆ .
Salidas del MRVme	No hay una estructura clara de cómo se va a manejar la información generada por el MRVme.	Definir el modelo de negocio para la gestión de la información del MRVme, el cual debe quedar plasmado en un protocolo del MRVme.
	Diferencias entre las emisiones GEI estimadas por IDEAM y el MRVme en la serie 2010-2018.	Unificar la información empleada para la estimación de emisiones GEI.

Fuente: elaboración propia

8 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El reporte interno MRV del sector minero energético permite identificar los avances que se han realizado en cuanto a la implementación del PIGCCme y sus metas de emisiones de GEI planteadas; igualmente permite identificar las falencias en el flujo de información que por el momento se han presentado. Se reconocen como hitos del sistema MRV los siguientes: establecimiento de metodología para el cálculo de emisiones de GEI para los diferentes subsectores a nivel departamental, permitiendo el posterior planteamiento de una línea base de emisiones del sector a 2050 con sus correspondientes escenarios de mitigación y el cálculo de las intensidades de emisiones propias de cada subsector.

Se ha logrado igualmente avance en la implementación de las diferentes líneas estratégicas del PIGCCme del sector minero energético, evidenciando un desarrollo de políticas públicas que han fomentado la instalación y generación de FNCE, incluyendo medidas y prácticas que mejoran la eficiencia energética en los escenarios de mitigación, generando también políticas nacionales relacionadas con el seguimiento de las emisiones fugitivas de los campos petroleros y la identificación de las curvas de demanda eléctrica como parte del componente de gestión activa de la demanda.

El cálculo de los indicadores MRV originalmente planteados, permitió realizar un primer seguimiento a los avances que ha tenido el sector, pero también permite identificar faltas de información que permitirían un análisis más detallado del desempeño del sector. Se identificaron dificultades con el uso de combustibles en las actividades de refinación, derivando esto en diferencias con los valores reportados en el BUR3 en la serie histórica, igualmente con

el consumo de combustibles en actividades de extracción de hidrocarburos, pues los datos provienen de proyecciones realizadas de acuerdo a datos de potencias instaladas en campos petroleros que en algún momento se tuvieron. En cuanto al uso de SICOM se ha identificado dificultad en la extracción de información y se desconoce información sobre la autogeneración de energía eléctrica y el uso de combustible destinado a esta actividad, esto último es importante en la medida que permite identificar el grado de electrificación del sector y el uso de FNCE.

La metodología implementada para la estimación de las emisiones del sector minero energético ha permitido la estimación de las emisiones de los diferentes subsectores a nivel nacional y departamental, permitiendo realizar un análisis histórico del desempeño de los subsectores y su camino al cumplimiento de las metas establecidas. Sin embargo, existen oportunidades de mejora en la captación y flujo de información que permitirá al sistema MRV realizar un seguimiento más preciso al desempeño de las diferentes empresas, permitiendo que se vea reflejado en el valor numérico de los indicadores propuestos y las emisiones estimadas de los diferentes proyectos de mitigación que han empezado a ser tratados por las compañías según sus mismos informes de gestión.

Las proyecciones de emisiones realizadas para los diferentes subsectores en la línea base y los escenarios de mitigación están sujetos a proyecciones de la producción de cada uno de los subsectores pertenecientes a la cartera minera energética. Se debe, por lo tanto, revisar la diferencia que se da entre la proyección realizada y el valor que se obtiene históricamente, pues de ser considerable esta diferencia se de-

ben reajustar estos valores para la línea base y los escenarios de mitigación.

En cuanto a los valores numéricos de las emisiones obtenidas para el sector, se evidencia que son encabezadas principalmente por el subsector de petróleo y gas y de generación eléctrica SIN. El valor estimado para 2020 fue de 30,8 MtCO₂eq presentando un leve aumento con el valor estimado para el 2010 (29 MtCO₂eq). El análisis de las intensidades de las emisiones permite una mejor descripción de los respectivos subsectores. Para petróleo y gas no se identifican mejorías en los valores de intensidad para producción y refinación, pues aunque los valores estimados se encuentran en los rangos internacionales, el análisis para estas actividades no es más extenso porque se ha identificado que la información del consumo de combustibles podría mejorar.

En cuanto al transporte de hidrocarburos sí se ha evidenciado una disminución en la intensidad, sin embargo, con la información disponible no es posible concluir a qué tipo de medidas se debe esta reducción. En cuanto a minería de carbón, aunque se evidencia una reducción en las emisiones totales a 2020 respecto a años anteriores, la intensidad de emisiones no disminuye en este año; por tal motivo la reducción que se presentó en este año se debe a la reducción de la producción de carbón que a su vez generó una disminución en las emisiones fugitivas. La información disponible tampoco permite evaluar cómo se ha dado la electrificación de este sector, pues según los indicadores estimados por ahora solo es válido afirmar que la demanda de energía eléctrica del SIN para actividades de minería de carbón ha aumentado.

En cuanto a la generación de energía eléctrica SIN, se evidencia que del 2017 al 2020 ha existido un aumento en la intensidad de generación eléctrica, dicha intensidad se ha visto afectada por el retraso de la entrada de Hidroituango al Sistema Integrado Nacional y por la tendencia creciente que se evidenció en el uso de termoeléctrica cuyo combustible era carbón. A pesar de esto, los valores de las intensidades estimadas en el periodo de estudio tienden a ser menores que aquellos reportados para Europa, esto se debe al alto componente de hidroeléctricas que tiene la matriz energética Colombia. Finalmente, para la generación eléctrica ZNI se destaca el incremento de la capacidad instalada de FNCE, sin embargo, se debe trabajar mancomunadamente con la IPSE para la mejora de la información que permita el cálculo de indicadores a nivel departamental.

En la revisión de los reportes de sostenibilidad de las empresas, se evidencia un esfuerzo generalizado en la implementación de proyectos de mitigación que no solo logran disminuir las emisiones de la actividad propia de la empresa, sino que también, en la mayoría de los casos, mejoran la eficiencia energética. Se debe promover que las diferentes empresas inscriban estos proyectos a la plataforma RENARE, de manera que se logre oficialmente cuantificar el potencial de mitigación de los proyectos, haciendo un seguimiento efectivo al cumplimiento de metas propuestas por el sector en cuanto a la disminución de sus emisiones.

Finalmente, se debe trabajar en la socialización de los resultados del MRV con las empresas adscritas del sector, logrando articular esfuerzos e identificando oportunidades de mejora en la estimación de emisiones o indicadores, permitiendo mostrar el desempeño real de los diferentes subsectores.

9

BIBLIOGRAFÍA

CIAT & Ministerio de Minas y Energía. (2021). Protocolo de estimación de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero y su incertidumbre del Sector de Minas y Energía.

EEA. (25 de octubre de 2021). Greenhouse gas emission intensity of electricity generation by country. https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/daviz/co2-emission-intensity-9/#tab-googlechartid_googlechartid_googlechartid_googlechartid_chart_11111

IDEAM, PNUD, MADS, DNP & Cancillería de Colombia. (2015). Primer Informe Bienal de Actualización de Colombia. IDEAM, PNUD, MADS, DNP, CANCELLERIA, FNAM. <https://unfccc.int/resource/docs/natc/colbur1.pdf>

IDEAM, PNUD, MADS, DNP & Cancillería de Colombia. (2016). Inventario nacional y departamental de Gases Efecto Invernadero - Colombia. Tercera Comunicación Nacional de Cambio Climático. IDEAM, PNUD, MADS, DNP, CANCELLERIA, FNAM. <http://documentacion.ideam.gov.co/openbiblio/bvirtual/023634/INGEI.pdf>

IDEAM, PNUD, MADS, DNP & Cancillería de Colombia. (2018). Segundo Informe Bienal de Actualización de Colombia a la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC). IDEAM, PNUD, MADS, DNP, CANCELLERIA, FNAM. http://documentacion.ideam.gov.co/openbiblio/bvirtual/023848/PNUD-IDEAM_2rba.pdf

IDEAM, Fundación Natura, PNUD, MADS, DNP & Cancillería de Colombia. (2021). Tercer informe Bienal de Actualización de Colombia a la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC). IDEAM, Fundación Natura, PNUD, MADS, DNP, CANCELLERIA, FNAM. <https://unfccc.int/sites/default/files/resource/BUR3%20-%20COLOMBIA.pdf>

Jing, L., El-Houjeiri, H. M., Monfort, J-C., Brandt, A. R., Masnadi, M. S., Gordon, D. & Bergerson, J. A. (2020). Carbon intensity of global crude oil refining and mitigation potential. *Nature Climate Change*, 10(6), 526-532. <https://doi.org/10.1038/s41558-020-0775-3>

Miller, B. G. (2017). The effect of Coal Usage on the Human Health and Environment. En *Clean Coal Engineering Technology* (pp. 105-144). Butterworth-Heinemann.

MinAmbiente. (05 de septiembre de 2020). Actualización de Homologación de emisiones sectoriales en el marco de la NDC. <https://www.minambiente.gov.co/wp-content/uploads/2021/10/cambio-climatico-Actualizacion-Homologacion-de-emisiones-sectoriales-ndc.pdf>

MinAmbiente, GIZ & WRI. (julio de 2017). Documento Nacional del Sistema de Monitoreo Reporte y Verificación MRV para Colombia.

- Ministerio de Minas y Energía. (2019). Informe de resultados Enero 2019 - Abril 2020. Plan de Gestión Integral de Cambio Climático. https://pigccme.minenergia.gov.co/public/uploads/web_documentos/5f699085ad50c.pdf
- Ministerio de Minas y Energía. (2020). Propuesta del sistema de Monitoreo, Reporte y Verificación (MRV) de Mitigación de emisiones GEI del PIGCCme.
- Ministerio de Minas y Energía. (2021a). Escenarios de mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero a 2030 y carbono neutralidad a 2050. https://pigccme.minenergia.gov.co/public/uploads/web_documentos/61b8aeac60301.pdf
- Ministerio de Minas y Energía. (2021b). Plan Integral de Gestión del Cambio Climático del sector minero energético - PIGCCme 2050. https://pigccme.minenergia.gov.co/public/uploads/web_documentos/61ba091840593.pdf
- Ministerio de Minas y Energía, 2022, Proyecto de Resolución: "Por la cual se establecen los requisitos técnicos que regirán el registro de exploración y registro de explotación del Recurso Geotérmico con fines de generación de energía eléctrica", Documento no publicado.
- National Treasury. (diciembre de 2019). Draft regulations: Greenhouse gas emissions intensity benchmarks prescribed for the purpose of section 11 of the carbon tax act. <http://www.treasury.gov.za/public%20comments/CarbonTaxAct2019/Draft%20Benchmark%20Regulations%20Carbon%20Tax%202%20Dec%202019.pdf>
- OGCI. (2020). OGCI Performance Data and Targets 2020. <https://www.ogci.com/knowledge-base/ogci-performance-data/#-greenhouse>
- OLADE. (10 de diciembre de 2019). En la COP25 10 países de América Latina y El Caribe se comprometen a aportar para alcanzar el 70% de energías renovables en la región. <http://www.olade.org/noticias/en-la-cop25-10-paises-de-america-latina-y-el-caribe-se-comprometen-a-aportar-para-alcanzar-el-70-de-energias-renovables-en-la-region/>
- Restrepo, Á., Bazzo, E. & Miyake, R. (2015). A life cycle assessment of the Brazilian coal used for electric power generation. *Journal of Cleaner Production*, 92,79-186. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2014.12.065>
- UPME. (2013). Plan de Expansión de Referencia: Generación-Transmisión 2014-2028. <https://bdigital.upme.gov.co/bitstream/001/1030/24/24.%20PLAN%20DE%20EXPANSION%20%202014%20-%202028.pdf>
- VITO, Universidad de los Andes, Wageningen Research & CIAT. (septiembre de 2020). Propuesta de actualización y consolidación de escenarios de emisiones de GEI por sector y evaluación de costos de abatimiento asociados en Colombia. <https://www.minambiente.gov.co/wp-content/uploads/2021/10/cambio-climatico-Informe-sobre-el-desarrollo-y-los-supuestos-para-la-realizacion-de-escenarios-de-referencia-ndc.pdf>
- Zhou, A., Hu, J. & Wang, K. (2020). Carbon emission assessment and control measures for coal mining in China. *Environmental Earth Sciences*, 79(19), 461. <https://doi.org/10.1007/s12665-020-09189-8>



El futuro
es de todos

Minenergía

La NUEVA ENERGÍA

