

SEGUNDO REPORTE DEL SISTEMA DE
**MONITOREO, REPORTE Y
VERIFICACIÓN (MRVme)**
**DE MITIGACIÓN
DE EMISIONES GEI**



Omar Andrés Camacho

Ministro de Minas y Energía

Luz Dary Carmona Moreno

Jefe de la Oficina de Asuntos Ambientales y Sociales

Autores

Patricia Dávila Pinzón

Edison Yesid Ortiz Durán

Sergio Andrés Garces Jiménez

Equipo cambio climático 2021

Diego A. Grajales Campos

Harold A. Maya O

Lina Maria Castaño Luján

Bogotá, 2024

Este documento fue construido en el marco del Convenio de Cooperación Internacional GGC 451 de 2020 y GGC 631 de 2021 firmado entre el Centro Internacional de Agricultura Tropical (ahora parte de la Alianza de Bioversity International y el 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 ECOPETROL 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.

SEGUNDO REPORTE DEL SISTEMA DE MONITOREO, REPORTE Y VERIFICACIÓN (MRVme) DE MITIGACIÓN DE EMISIONES GEI





CONTENIDO

Listado de Tablas 6

Listado de Gráficas 7

Listado de Mapas 7

Abreviaturas, Acrónimos y Símbolos 8

Resumen ejecutivo 10

1 INTRODUCCIÓN 13

- 1.1. Objetivo del reporte 15
- 1.2. Alcance del reporte 15

2 CONTEXTO NACIONAL 16

- 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 22
- 2.4. Emisiones GEI asignadas al sector minero energético en la NDC 2020 24

3 CONTEXTO SECTORIAL 26

- 3.1. Plan integral de cambio climático del sector minero energético (PIGCCme 2050) 27
- 3.2. Sistema de Monitoreo, Reporte y Verificación del sector minero energético (MRVme) 30
- 3.3. Arreglos institucionales desarrollados en el marco del MRVme 30

4 SEGUIMIENTO AL MRV 31

- 4.1. Avance de implementación del MRV 32
 - 4.1.1. Avances de implementación transversales 33
 - 4.1.2. Avances de implementación por líneas estratégicas 34
- 4.2. Estimación y análisis de los indicadores definidos para el MRVme 40
 - 4.2.1. Sistema Interconectado Nacional (SIN) 41
 - 4.2.2. Zonas No Interconectadas 46
 - 4.2.3. Petróleo y gas 48
 - 4.2.4. Minería 52
 - 4.2.5. Análisis específico de los indicadores 54
- 4.3. Estimación de emisiones GEI entre 2010 y 2021 para el reporte 106
 - 4.3.1. Emisiones de GEI incluidas en el reporte 106
- 4.4. Definición de la línea base del MRVme 134
- 4.5. Avance de las emisiones con respecto a las metas de mitigación 139
- 4.6. Proyectos de mitigación registrados en el RENARE 146
- 4.7. Informes de sostenibilidad de las empresas del sector minero energético 148

5 NECESIDADES Y APOYO RECIBIDO EN EL MARCO DEL MRVME 150

- 5.1. Identificación de necesidades para el MRVme 151
- 5.2. Iniciativas sectoriales apoyadas con recursos propios y/o mediante cooperación internacional 153
 - 5.2.1. Proyecto Materias Primas y Clima (MaPriC) – GIZ 153
 - 5.2.2. Proyecto INTEGRAME – Ministerio de Minas y Energía 153

6 DESARROLLO DE CAPACIDADES 155

- 6.1. Fortalecimiento de capacidades planificadas 156
- 6.2. Fortalecimiento de capacidades planificadas próximos pasos 156

7 PLAN DE MEJORAMIENTO 158

8 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 161

9 BIBLIOGRAFÍA 166





LISTADO DE TABLAS

- 17

Tabla 2-1: Marco normativo del MRVme.
- 24

Tabla 2-2: Emisiones GEI asignadas al sector en la NDC 2020.
- 30

Tabla 3-1: Arreglos institucionales para el desarrollo del MRVme.
- 40

Tabla 4-1: Tipos de indicadores definidos en el MRVme.
- 43

Tabla 4-2: Análisis global de indicadores según líneas estratégicas para el SIN.
- 47

Tabla 4-3: Análisis global de indicadores según líneas estratégicas para las ZNI.
- 49

Tabla 4-4: Análisis global de indicadores según líneas estratégicas para el sector de petróleo y gas natural.
- 53

Tabla 4-5: Análisis global de indicadores según líneas estratégicas para la minería.
- 57

Tabla 4-6: Estado de Indicadores del MRVme a 2021.
- 107

Tabla 4-7: 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 2021.
- 114

Tabla 4-8: Total de emisiones Mt CO₂eq y porcentaje de variación año a año entre 2010 y 2021.
- 135

Tabla 4-9: Líneas base del sector y reportes de emisiones en Mt eq.
- 147

Tabla 4-10: Número de iniciativas asociadas al sector minero energético inscritas en RENARE a 2021.
- 151

Tabla 5-1: Necesidades identificadas para el MRVme.
- 154

Tabla 5-2: Preguntas de Negocio de INTÉGRAME e indicadores asociados.
- 159

Tabla 7-1: Planes de mejora para el MRVme.

LISTADO DE GRÁFICAS

- 110

Gráfico 4-1: Emisiones históricas del sector minero energético del país por departamento 2010-2021.
- 112

Gráfico 4-2: Emisiones históricas del sector minero energético del país a nivel nacional 2010-2021.
- 116

Gráfico 4-3: Distribución porcentual de emisiones totales entre 2010 y 2021 del sector minero energético por categoría IPCC.
- 117

Gráfico 4-4: Distribución porcentual de emisiones totales entre 2010 y 2021 del sector minero energético por tipo de GEI.
- 118

Gráfico 4-5: Distribución porcentual de emisiones totales entre 2010 y 2021 del sector minero energético por actividades principales.
- 120

Gráfico 4-6: Relación entre las emisiones del sector con las actividades principales, las categorías IPCC 2006 y el tipo de GEI para el 2021.
- 122

Gráfico 4-7: Relación entre las emisiones del sector con los GEI emitidos en el 2021.
- 124

Gráfico 4-8: Diagrama de Pareto de emisiones GEI por actividad principal del sector para el 2021.
- 126

Gráfico 4-9: Diagrama de Pareto de emisiones GEI por departamento para el 2020.
- 136

Gráfico 4-10: Comparación de escenarios de línea base con la estimación del reporte entre 2010 y 2030.
- 138

Gráfico 4-11: Comparación de diferentes escenarios planteados con las emisiones históricas del sector.
- 140

Gráfico 4-12: Emisiones históricas, de la línea base y de escenario de mitigación.
- 141

Gráfico 4-13: Emisiones por unidad de generación del subsector de generación de energía eléctrica SIN.
- 143

Gráfico 4-14: Emisiones por unidad de producción del subsector de minería.
- 144

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

LISTADO DE MAPAS

- 129

Mapa 4-1: Total de emisiones de GEI del sector minero energético por departamento para el 2021.
- 130

Mapa 4-2: Emisiones de GEI asociadas al Sistema Interconectado Nacional por departamento para el 2021.
- 131

Mapa 4-3: Emisiones de GEI en las zonas no interconectadas (ZNI) por departamento para el 2021.
- 132

Mapa 4-4: Emisiones de GEI por actividades Mineras por departamentos para el 2021.
- 133

Mapa 4-5: Emisiones de GEI de sector hidrocarburos por departamentos para el 2021.

ABREVIATURAS, ACRÓNIMOS Y SÍMBOLOS

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.

AMI: Infraestructura de Medición Avanzada (siglas en inglés).

ANH: Agencia Nacional de Hidrocarburos.

ANLA: Autoridad Nacional de Licencias Ambientales.

ANM: Agencia Nacional de Minería.

ASECN: Alianza del Sector Eléctrico Carbono Neutral.

BC: Carbono Negro (siglas en inglés).

BECO: Balance Energético Colombiano.

BTR: Informes Bienales de Transparencia (siglas en inglés).

BUR: Informe Bienal de Actualización (siglas en inglés).

CCS: Tecnologías de Captura y almacenamiento de carbono (siglas en inglés).

CCUS: Tecnologías de Captura, uso y almacenamiento de carbono (siglas en inglés).

CH₄: Metano.

CIAT: Centro Internacional de Agricultura Tropical (Ahora parte de la Alianza de Bioversity International y el CIAT).

CICC: Comisión Intersectorial de Cambio Climático.

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

CNM: Centro Nacional de Monitoreo.

CNCC: Comunicaciones Nacionales de Cambio Climático.

CO: Monóxido de carbono.

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.

DIAN: Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales de Colombia.

DNP: Departamento Nacional de Planeación.

ECDBC: Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono.

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

FNCE: Fuente No Convencional de Energía.

FNCEr: Fuentes No Convencionales de Energía Renovable.

FONENERGIA: Fondo Único de Soluciones Energéticas.

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).

NMVO: Compuestos Orgánicos Volátiles diferentes de metano.

NOX: Óxidos de Nitrógeno.

ONU: Organización de las Naciones Unidas.

OVV: Organismos de Validación y verificación.

PAS: Plan de Acción Sectorial.

PDBC: Proyectos de Desarrollo Bajo en Carbono.

PI: Planes de Implementación.

PIGCCes: Planes Integrales de Cambio Climático Empresariales.

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

PIGCCs: Planes de Gestión del Cambio Climático.

PM₂₅: Material Particulado con radio aerodinámico menor a 2.5 micrómetros.

PNUD: Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo.

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.

SOx: Óxidos de Azufre.

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.

CITCCC: Comité de Información Técnica y Científica de Cambio Climático.

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

RESUMEN EJECUTIVO

Este informe constituye el segundo reporte que detalla el progreso en la implementación del sistema de Monitoreo, Reporte y Verificación del sector minero energético (MRVme). La actualización del sistema MRVme se ha llevado a cabo en conformidad con la resolución 40350 de 2021, la cual modificó el plan integral de gestión del cambio climático para el sector minero-energético, previamente establecido mediante la resolución 40807 de 2018. El propósito de este documento es monitorear el avance de las líneas estratégicas delineadas en el Plan Integral de Gestión del Cambio Climático para el sector minero-energético PIGCCme 2050. Estas líneas estratégicas abarcan aspectos como la eficiencia energética, generación de energía, gestión de la demanda, emisiones fugitivas, sustitución de energéticos y la adopción de nuevas tecnologías. Específicamente, se realiza un seguimiento de los indicadores y emisiones correspondientes a los subsectores durante el periodo comprendido entre 2015 y 2021.

A nivel nacional, se ha progresado significativamente en la implementación de leyes esenciales, entre las que destacan la Ley 1931 de 2018, la Ley 2099 de 2021 y la Ley 2169 de 2021. Estas normativas, respaldadas por diversas resoluciones complementarias, han sido concebidas con el propósito de impulsar la reducción de emisiones en el sector, sin comprometer su produc-

tividad. Además, se han establecido sistemas específicos para contabilizar las reducciones de emisiones logradas mediante la aplicación de medidas de mitigación.

En cuanto a la serie temporal de 1990 a 2018 del último informe Nacional de Gases de Efecto Invernadero (INGEI), se ha identificado que las emisiones de la categoría IPCC de energía representan el 28,4% del total de emisiones, mientras que las emisiones del sector minero energético representaron apenas el 10% de las emisiones nacionales.

Se han alcanzado progresos notables en la ejecución del PIGCCme 2050. Uno de los aspectos destacados de estos avances es la actualización del sistema MRVme, para la cual se realizó un análisis detallado de cadenas causales y la identificación de hitos específicos para cada una de las líneas estratégicas. Este ejercicio ha permitido actualizar la batería de indicadores utilizados para el seguimiento de las metas relacionadas con el cambio climático en el sector, asimismo, se ha trabajado en el refinamiento metodológico para la estimación de estos. Esto incluye la validación de fuentes de información para mejorar la precisión y confiabilidad de los resultados, así como la implementación de mejoras metodológicas para la estimación de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero

(GEI) asociadas a las actividades de transporte de hidrocarburos.

En lo que respecta a las líneas estratégicas del componente de mitigación, tal como se definen en el PIGCCme 2050, se han logrado avances significativos en su implementación. Entre los progresos destacados se incluye la continuación de acuerdos voluntarios con la industria del sector, utilizando instrumentos como la Alianza del Sector Eléctrico por la Carbono Neutralidad (ASECN). Además, se ha manifestado un interés notable por parte de actores clave como la Asociación Colombiana de Petróleos (ACP), la Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica (ACOLGEN), ECOPETROL y NATURGAS.

Paralelamente, se observan avances normativos, como la reglamentación para el desarrollo de la generación de energía mediante la geotermia, la promoción del hidrógeno verde y azul, así como la fomentación de la

captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS, por sus siglas en inglés). Estas medidas normativas están contempladas en la Ley de Transición Energética (Ley 2099 de 2022). Adicionalmente, se ha implementado la Resolución 40156 de 2022, que adopta el Plan de Acción Indicativo 2022-2030 para el desarrollo del Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía (PROURE). En relación con la línea de emisiones fugitivas, se han incorporado la Resolución 40066 de 2022, la Resolución 948 de 2022 y la Resolución 40317 de 2023, las cuales se enfocan en los requisitos técnicos para la detección y reparación de fugas, así como en el manejo de la captura, quema y liberación de gas natural en las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, junto con los mecanismos de reporte de información.

En relación con la gestión activa de la demanda, en el año 2022 se publicaron las recomendaciones para el desarrollo de comunidades



energéticas, las cuales establecen las bases para la transformación del usuario o ciudadano, fomentando una mayor conciencia sobre el consumo de energía.

Con respecto a la estimación de emisiones e indicadores MRV del sector, se procede a calcular la serie temporal de emisiones, verificando las discrepancias con las emisiones informadas en los informes bienales de actualización (BUR2 y BUR3). Se identificaron las razones de las diferencias en los niveles de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) entre el sistema MRV y el BUR3. Esta identificación ha posibilitado la actualización de la metodología de estimación y la armonización de las emisiones GEI pronosticadas en los inventarios nacionales de emisiones con aquellas estimadas por el MRVme. Para el año 2021 se estimaron las emisiones del sector en 26,9 MtCO₂eq, sin embargo, se debe aclarar que para esta estimación además de incluir los subsectores que se habían incluido en el primer documento MRV, (generación de energía eléctrica, Sistema Interconectado Nacional (SIN) y Zonas No Interconectadas (ZNI), petróleo y gas y minería de carbón) también se incluyeron las emisiones por Níquel y agregados pétreos.

Comparando las emisiones por subsector con la línea base y el escenario 0 (que proyecta una reducción de 11,2 MtCO₂ eq para 2030), se concluye que hasta el año 2021 no se ha observado una disminución significativa de las emisiones en el sector. Por lo tanto, es necesario continuar con el seguimiento en los próximos años para evaluar cualquier cambio en la tendencia de emisiones. Además, se ha calculado la intensidad de emisiones para cada subsector y se han comparado con los niveles de intensidades de la línea

base y del escenario de mitigación ESC0.

En el informe también se ha actualizado el número de proyectos de mitigación del sector que han sido registrados en la plataforma RENARE. Sin embargo, es necesario que a partir de los lineamientos definidos por Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MinAmbiente) se establezca el tipo de proyectos o iniciativas del sector que deben registrarse en esta plataforma, lo cual permitirá contabilizar oficialmente las emisiones reducidas debido a la implementación de diversas iniciativas.

En esta segunda versión del informe, se evidenció un aumento significativo en la cantidad de proyectos de las Zonas no Interconectadas reportados en RENARE. No obstante, se ha identificado una gran disparidad entre la cantidad de proyectos de mitigación registrados en la plataforma y los proyectos mencionados en los reportes de sostenibilidad de las empresas.

En la sección final del informe, se resaltan las necesidades identificadas para mejorar el sistema MRV del sector minero energético. Se enfatiza especialmente la importancia de coordinar el MRV a nivel nacional con el MRVme para fortalecer la capacidad de seguimiento de los proyectos de mitigación en el sector y gestionar la información necesaria para estimar indicadores, emisiones y otros datos relevantes. Como parte de las acciones de mejora, se presenta un plan para abordar cada necesidad o dificultad encontrada en el sistema MRVme. Algunos de estos planes de mejora incluyen: Articulación con UPME para obtención de consumo de combustibles en actividades de explotación de petróleo, gas y minería e identificación de posibilidades de mejora en las estadísticas energéticas nacionales.



1 INTRODUCCIÓN

Colombia ha elaborado tres comunicaciones nacionales y tres reportes bienales de actualización. En estos informes, se ha publicado el inventario de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) para la serie temporal entre 1990 y 2018. Según el tercer Reporte Bienal de Actualización (IDEAM, Natura, et al. 2021), las emisiones netas totales a nivel nacional fueron de 220,257 Mt CO₂eq en 1990, aumentando a 279,199 Mt CO₂eq para el año 2018. En promedio, las emisiones históricas anuales alcanzan los 245,085 Mt CO₂eq, con absorciones de -12,29 Mt CO₂eq y emisiones netas de 232,79 Mt CO₂eq.

En cuanto a la distribución de las emisiones durante el periodo analizado, se observa que, en promedio, la mayor parte de las emisiones se concentran en la categoría AFOLU (Agricultura, Silvicultura y Otros Usos de la Tierra), representando el 63,4% del total. Le sigue la categoría de energía, que contribuye con un 28,4% de las emisiones, luego residuos con un 5,3% y, finalmente, IPPU (Procesos Industriales y Uso de Productos), con una participación del 2,9%.

Según lo establecido en la Ley 1931 de 2018, Artículo 7, numeral 5, el Ministerio de Minas y Energía tiene la responsabilidad de “generar y recopilar, de acuerdo a lo definido por el IDEAM, los insumos de información necesarios para la actualización de los inventarios de gases de efecto invernadero, o

cualquier otro reporte que surja de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático – CMNUCC”, en las categorías IPCC correspondientes al sector minero energético. Estas categorías incluyen 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) (IDEAM et al., 2016). A partir de estas pautas, el sector minero energético ha definido las emisiones correspondientes a las categorías mencionadas. Durante el proceso, se han identificado diferencias en las estimaciones del INGEI debido a mejoras en los datos de actividad o al desarrollo de factores de emisión propios, lo que ha contribuido a una mayor precisión en la evaluación de las emisiones del sector.

Es evidente que el sector minero energético requiere un sistema de Monitoreo, Reporte y Verificación (MRV) que le permita demostrar el cumplimiento de las metas nacionales e internacionales relacionadas con el cambio climático. Dicho sistema garantizará la calidad y coherencia de los datos reportados a través de la estandarización y verificación de procesos de medición, monitoreo, recolección y gestión de información. El MRV es fundamental para realizar un seguimiento preciso de las emisiones de GEI y para evaluar la efectividad de las medidas de mitigación implemen-

tadas, verificando las reducciones logradas. También desempeña un papel importante en el seguimiento del financiamiento destinado a la gestión del cambio climático. Además, el sistema de Monitoreo y Evaluación (M&E) es crucial para supervisar las acciones de adaptación emprendidas por el país, monitoreando, reportando y evaluando su implementación e impacto en la lucha contra el cambio climático (MinAmbiente, GIZ y WRI, 2017).

El Ministerio de Minas y Energía (MME) ha llevado a cabo un proceso de fortalecimiento institucional desde 2012, lo que le ha permitido abordar de manera efectiva los compromisos y desafíos asociados al cambio climático en el sector. Este fortalecimiento incluye la creación del equipo de cambio climático en la Oficina de Asuntos Ambientales y Sociales, así como la realización de estudios especializados en colaboración con la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME).

Asimismo, se está llevando a cabo la implementación del Plan Integral de Gestión de Cambio Climático del sector minero energético (PIGCCme 2050), adoptado en 2021 mediante la Resolución 40350. El principal propósito de este plan es disminuir la vulnerabilidad del sector frente al cambio climático y fomentar un desarrollo sostenible de bajas emisiones de carbono. Esto se logrará a través de la ejecución de estrategias de mitigación y adaptación que serán objeto de seguimiento mediante el sistema MRVme.

1.1. Objetivo del reporte

Presentar el reporte de avance en la implementación del sistema MRVme actualizado para el seguimiento de las líneas estratégicas del componente de mitigación en el marco del PIGCCme (Resolución 40350 de 2021 del MME), siendo estas: eficiencia energética, generación de energía, gestión de la demanda, emisiones fugitivas y sustitución de energéticos y nuevas tecnologías.

1.2. Alcance del reporte

Este documento representa el segundo informe del Sistema MRVme. El informe abarca el periodo comprendido entre 2015 y 2021, y su enfoque es el seguimiento de las acciones e indicadores de los siguientes sectores: generación eléctrica en el SIN y en las Zonas No Interconectadas, petróleo y gas, y minería de carbón, níquel y agregados pétreos. Cabe mencionar que el seguimiento de las industrias de coque ha sido descartado en este informe, a pesar de estar asignadas por la Comisión Intersectorial de Cambio Climático (CICC). Esto se debe a que actualmente, la función del MME se centra únicamente en el cálculo de las emisiones de estos sectores mencionados.

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 MME 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 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 GEI 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 de mitigación de GEI.
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 Fuentes No Convencional de Energía (FNCE) y el uso eficiente de la energía; igualmente se define el hidrógeno verde y azul, se dan nuevas disposiciones sobre el FENOGÉ 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 hidrógeno 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 1447 del 01 de agosto de 2018 de MinAmbiente	Resolución por la cual se reglamenta el sistema MRV 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 40072 de 2018 y 40483 de 2019 del MME	Resolución por la cual se reglamenta Infraestructura de medición avanzada (AMI)

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 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).
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.
Resolución 40066 del 11 de febrero de 2022 del MME	Resolución por la cual se establecen requerimientos técnicos para la detección y reparación de fugas, el aprovechamiento, quema y venteo de gas natural durante las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos

Resolución 40126 de 29 de abril de 2022 del MME	Resolución por la cual se adopta el plan de Acción Indicativo 2022-2030 para el desarrollo del Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía – PROURE, que define objetivos y metas indicativas de eficiencia energética, acciones y medidas sectoriales y estrategias base para el cumplimiento de metas y se adoptan otras disposiciones
Decreto No. 1318 de 2022 del MME	Decreto por medio del cual se adiciona el Decreto No. 1073 de 2015 para establecer las disposiciones que permiten desarrollar actividades orientadas a la generación de energía eléctrica a través de geotermia
Resolución 40302 de 2022 MME	Resolución que establece los requisitos técnicos que rigen el registro geotérmico y los permisos de exploración y explotación del recurso geotérmico para generar energía eléctrica.
Decreto No. 1476 del 3 de agosto de 2022 del MME	Decreto por medio del cual, se definen los mecanismos, condiciones e incentivos para promover el desarrollo local, la innovación, investigación, producción, almacenamiento, transporte, distribución, uso de hidrógeno destinado a la prestación del servicio público de energía eléctrica, almacenamiento de energía, y descarbonización de sectores como transporte, industria e hidrocarburos.
Resolución 40317 de 2023	La resolución actualiza la resolución 40066 de 2022, estableciendo tiempos de reporte de emisiones fugitivas por parte de las operadoras a la Agencia Nacional De Hidrocarburos (ANH).



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 y el refinamiento IPCC 2019², 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 IN-GEI abarca las emisiones nacionales de las cuatro categorías de emisión contempladas por la metodología, que son: energía, IPPU, AFOLU, y residuos. Los gases contemplados corresponden a los de efecto invernadero directo: CO₂, CH₄, N₂O, HFC, PFC y SF₆ y los precursores de GEI: NO_x, CO, NMVOC y SO_x (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, el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM) ha sido el organismo técnico encargado de la elaboración de estos informes.

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 y pasaron a ser 279,2 Mt CO₂eq para el 2018, lo que representa un promedio de emisiones netas anuales 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.

Con el objetivo de facilitar la apropiación y el mejor entendimiento de las emisiones de gases de efecto invernadero (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 del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC) y los ocho sectores económicos presentes en Colombia. Estos sectores son: 1) minas y energía, 2) industria manufacturera, 3) transporte, 4) residencial, 5) comercial, 6) agropecuario, 7) forestal y 8) saneamiento.

De acuerdo con el INGEI, el sector minero energético contribuye con el 10% de la emisión total de GEI a nivel nacional. Esto lo ubica en el quinto lugar en términos de aportación a las emisiones nacionales, después de los sectores de gestión de tierras forestales (36%), agropecuario (26%), trans-

porte (11%) e industria manufacturera (11%). Es relevante mencionar que los sectores transporte, industria manufacturera y minas y energía presentan niveles de emisiones muy similares y tienen un aporte casi equivalente a las emisiones totales del país.

En el marco del MRVme, el MME lleva a cabo la estimación y reporte del inventario de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) de las categorías IPCC correspondientes a los sectores de generación eléctrica en SIN y ZNI, petróleo y gas, y minería. Estas categorías se relacionan principalmente con las actividades de quema de combustible (1A), emisiones fugitivas (1B) generadas en las operaciones de mi-

nería subterránea y de superficie, el sector de petróleo y gas, la producción de etileno (2B8b), y los humedales que permanecen como tales (3B4a).

Los resultados y la información recopilada por el sistema MRVme del Plan Integral de Gestión de Cambio Climático del sector minero energético (PIGCCme) se comparten periódicamente con el IDEAM. El propósito de esta comunicación no solo es dar seguimiento a las emisiones del sector, sino también presentar las reducciones logradas en las emisiones, verificando el cumplimiento de las metas sectoriales y manteniendo coherencia con los objetivos a nivel nacional.

1 Intergovernmental Panel on Climate Change. (s.f.). IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/index.html>

2 Intergovernmental Panel on Climate Change. (s.f.). IPCC Refinement to the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories—2019. <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2019rf/index.html>





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

Como parte del proceso de actualización de las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC) de Colombia, el Ministerio de Ambiente y el Departamento Nacional de Planeación (DNP) llevaron a cabo el proyecto “Update and Consolidation of Sector GHG Emissions Scenarios and Assessment of Associated Abatement Costs”. En este proyecto, se empleó el modelo Low Emissions Analysis Platform (LEAP) para construir y estimar la línea base (o de referencia) de emisiones, desarrollar los escenarios sectoriales, trazar las trayectorias de mitigación y evaluar las opciones de reduc-

ción de emisiones. Además, se actualizó el escenario de referencia de emisiones de gases de efecto invernadero a nivel nacional para los años 2030 y 2050.

Durante este proceso, se establecieron supuestos macroeconómicos y técnicos necesarios para llevar a cabo la modelación. Estos supuestos fueron validados y ajustados según la retroalimentación proporcionada por las carteras sectoriales del país, garantizando así la precisión y relevancia de los escenarios y las estimaciones de mitigación. La participación activa de las

diferentes entidades gubernamentales y sectores relevantes fue fundamental para lograr una visión integral y coherente en la actualización de las NDC de Colombia, contribuyendo así a los esfuerzos nacionales para enfrentar el cambio climático de manera efectiva (VITO et al., 2020).

Como resultado de la actualización de las NDC, Colombia se comprometió a lograr una reducción del 51% de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en el año 2030, en comparación con el escenario de referencia. Esta meta implica una disminución de 169 Mt CO₂eq (MinAmbiente, 2020). Aunque el escenario de referencia del sector minero energético ha experimentado una reducción del 34%, la meta específica del sector se ha mantenido sin cambios en 11,2 Mt CO₂eq para el año 2030. Esta decisión se

fundamenta en la ambición y pertinencia de la meta original, que refleja los avances logrados en la implementación de acciones para reducir las emisiones en años recientes.

La ratificación de esta meta demuestra el compromiso del sector minero energético con el logro de las metas y compromisos climáticos del país. En línea con esto, se espera que el sector minero energético alcance un máximo de 26,5 Mt CO₂eq³ en 2030, contribuyendo así a la reducción total de emisiones del país en un 18%. Estas acciones y metas reflejan los esfuerzos y la dedicación de Colombia para hacer frente al cambio climático y avanzar hacia una economía más sostenible y baja en carbono.

³ 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 fue aprobada en el marco del comité técnico de MinAmbiente 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.
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.

Categoría Asignada	IPCC	Subsector	Emisiones incluidas
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	1B2aii	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**.

* 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 MME.

Fuente: Adaptado de Minambiente, 2020.

3 CONTEXTO SECTORIAL

3.1. Plan integral de cambio climático del sector minero energético (PIGCCme 2050)

El Plan Integral de Gestión del Cambio Climático del sector minero energético 2050 (PIGCCme 2050) fue adoptado mediante la Resolución 40350 del 29 de octubre de 2021. Esta actualización del PIGCCme tiene como objetivo lograr la carbono neutralidad y la resiliencia climática del sector minero energético para el año 2050. El PIGCCme 2050 se considera un documento de apoyo a la Ley de Transición Energética (Ley 2099 del 2021) y busca cumplir con los siguientes propósitos: i) Articular la política energética con la política climática nacional, asegurando que el sector minero energético contribuya a la competitividad y sostenibilidad. ii) Habilitar oportunidades para que la industria se prepare, fortalezca y contribuya al cumplimiento de metas relacionadas con el cambio climático a nivel nacional. iii) Generar espacios que permitan a la academia y a la sociedad apropiarse del plan y participar activamente en su implementación.

Mediante esta estrategia, Colombia busca impulsar un desarrollo más sostenible y resiliente en el sector minero energético, alineado con los compromisos nacionales e internacionales de reducción de emisiones y mitigación del cambio climático.

El PIGCCme se estructura en tres fases:

1. Fase de preparación (período 2018-2030): Durante esta fase, el objetivo principal es cumplir con las metas nacionales relacio-

nadas con el cambio climático para el año 2030, establecidas NDC. Además, se busca desarrollar acciones que habiliten y definan la trayectoria hacia la carbono neutralidad y resiliencia climática para el sector minero energético en el año 2050, con un enfoque en la sostenibilidad.

2. Fase de transformación (período 2030-2040): En esta fase, se materializarán, hará seguimiento y se evaluarán las metas relacionadas con la neutralidad de carbono y resiliencia climática definidas en la primera fase. Si es necesario, se realizarán ajustes y se aumentará la ambición para asegurar el cumplimiento de los objetivos establecidos.

3. Fase de consolidación (período 2040-2050): En esta fase final, se verificará el cumplimiento de la trayectoria hacia la carbono neutralidad y resiliencia climática del sector minero energético. Se evaluará el impacto de las actividades implementadas durante las dos fases anteriores y se proporcionarán lineamientos para que los cambios estructurales realizados perduren y prosperen a lo largo del tiempo.

Estas tres fases del PIGCCme 2050 permiten un enfoque gradual y progresivo hacia una gestión del cambio climático más efectiva en el sector minero energético de Colombia, asegurando el cumplimiento de metas a corto plazo y la planificación estratégica para alcanzar una sostenibilidad climática a largo plazo.

Para cumplir con la primera fase de la estrategia de largo plazo hacia la carbono neutralidad del sector minero energético, la actualización del PIGCCme 2050 establece dos componentes principales: 1) Modelación de cinco escenarios de mitigación al año 2050: El objetivo principal es alcanzar la carbono neutralidad del sector minero energético. Para ello, se desarrollarán cinco escenarios diferentes que permitirán evaluar diferentes estrategias y medidas de mitigación para reducir las emisiones de GEI del sector. Estos escenarios serán diseñados considerando diversos factores y variables, con el fin de identificar el camino más adecuado para lograr la carbono neutralidad de manera efectiva y eficiente. 2) Implementación de acciones para alcanzar objetivos climáticos al año 2030: Además de la meta de carbono neutralidad para el año 2050, el PIGCCme 2050 establece acciones específicas para que el sector minero energético cumpla con sus objetivos climáticos para el año 2030, los cuales están definidos tanto en la Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC) como en la Ley 2169 de 2021. Estas acciones permitirán que el sector avance hacia sus metas intermedias, al tiempo que habilitan opciones para que la industria determine las mejores estrategias y enfoques costo-efectivos para lograr la carbono neutralidad y la resiliencia climática al año 2050.

Las acciones formuladas en la actualización del PIGCCme 2050 se agrupan en tres componentes clave: mitigación (con el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero), adaptación (para hacer frente a los impactos del cambio climático) y gobernanza (para garantizar una gestión efectiva y coordinada de las políticas y acciones relacionadas con el cambio climático). Estos componentes conforman un enfoque inte-

gral que busca fomentar una transición sostenible hacia una economía baja en carbono y resistente al cambio climático en el sector minero energético de Colombia.

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 cinco 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; emisiones fugitivas con potencial de mitigación más probable de 1,71 Mt CO₂eq y v) sustitución de energéticos y nuevas tecnologías, para la cual se estiman diferentes potenciales de mitigación a 2050 para los escenarios 1 al 5. El objetivo principal de esta línea será el impulso de nuevos combustibles y tecnologías en la producción del sector de minas y energía.

En el componente de adaptación, el objetivo principal es integrar la gestión del riesgo climático en las operaciones del sector minero energético, de manera que los impactos generados por la variabilidad climática y el cambio climático tengan la menor repercusión posible en los diferentes subsectores (energía eléctrica, hidrocarburos y minería).



En este sentido, se espera que para el año 2030, el sector minero energético cuente con un nivel de riesgo medio (o inferior) en la totalidad de sus operaciones. Con este propósito, se han desarrollado cuatro líneas estratégicas: i) infraestructura resiliente; ii) planificación a corto y largo plazo; iii) gestión del entorno; y iv) provisión de 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, este último componente 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) 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, se espera que durante el 2023 la consolidación de los primeros PIGCCes por parte de las empresas del sector, cada uno con los componentes de mitigación, adaptación y gobernanza.

En el PIGCCme 2050, el MME 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 sectoriales 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 2050⁴.

⁴ 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)

En el documento “Actualización del Sistema de Monitoreo, Reporte y Verificación de Mitigación de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero del Ministerio de Minas y Energía (MRVme) al PIGCCme 2050”, desarrollado en conjunto con este reporte, se

actualizó la propuesta inicial del MRVme desarrollada en el año 2020, a las medidas y acciones del PIGCCme 2050 y determinó 56 indicadores para el seguimiento de la implementación de las líneas estratégicas de mitigación.

3.3. Arreglos institucionales desarrollados en el marco del MRVme

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 MME, 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. De acuerdo al último informe anual de la ASECN de 2022, las siguientes son las compañías adscritas a la Alianza son: AES, Air-e, CELSIA, Emgesa, ENEL, Grupo Energía Bogotá, Grupo EPM, ISA, ISA Intercolombia, ISA Transelca, Termoemcali 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 de este 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 de parte de los indicadores del MRVme.
IDEAM- ANH-MRVme	En el marco del proyecto CBIT, se han articulado IDEAM, ANH y el equipo MRVme con el fin de actualizar la metodología para el reporte de emisiones fugitivas en el sector de petróleo y gas (Upstream). En el marco del mismo proyecto se ha garantizado una trabajo articulado entre MRVme y el reporte INGEI adelantado por IDEAM

Fuente: elaboración propia.





4.1. Avance de implementación del MRV

En esta sección, se presentan los avances y elementos contextuales que posibilitan la implementación de la política pública sobre gestión del cambio climático en el sector minero energético, contribuyendo así a la consolidación del sistema MRVme. Este sistema ha experimentado notables mejoras gracias a los últimos desarrollos en políticas públicas relacionadas con el cambio climático y la transición energética justa, así como al enriquecimiento de la información base para la estimación de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y actividades vinculadas al sector. Además, los diferentes arreglos institucionales han permitido fortalecer y mejorar la precisión en el monitoreo y seguimiento de los indicadores del sector.

El PIGCCme fue adoptado inicialmente mediante la Resolución 40807 de 2018 y posteriormente modificado por la Resolución 40350 de 2021. Este plan abarca un total de 116 acciones que serán implementadas de manera progresiva hasta el año 2030. Hasta el año 2022, se logró un progreso significativo en la implementación, alcanzando un porcentaje del 41.69% de cumplimiento del PIGCCme; a continuación se mencionan los avances del PIGCCme para el año 2022⁵.

⁵ Los avances del PIGCCme anteriores al 2022 pueden encontrarse en el primer reporte de sistema MRVme: https://pigccme.minenergia.gov.co/public/uploads/web_documentos/62ed9ac6df026.pdf

4.1.1. Avances de implementación transversales

Los avances logrados en el año 2022 reflejan el desarrollo del proceso de implementación del PIGCCme, centrado especialmente en la consolidación, validación y fortalecimiento de la medición y adquisición de información para estimar las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en el sector.

Actualización metodológica de estimación de emisiones GEI

Como parte del proceso de mejora continua en la estimación de emisiones, durante el año 2021 se revisaron diversos factores de emisión utilizados para estas estimaciones y se coordinaron con el IDEAM para que los mismos valores fueran empleados tanto en el informe nacional como en el informe sectorial. Gracias a la colaboración con el IDEAM, se logró identificar las causas de las diferencias entre el BUR₃ y el primer informe del sistema MRVme, principalmente en relación con el manejo de la información sobre el consumo de gas natural en las refinerías.

Además, se llevaron a cabo mejoras significativas en la estimación de emisiones para las actividades de petróleo y gas en el midstream. Con el respaldo de la ANH y el Gestor del Mercado del Gas Natural, se logró perfeccionar la estimación de la cantidad de hidrocarburos transportados. Asimismo, en colaboración con ECOPETROL, se trabajó en la estimación de los consumos de combustibles asociados al transporte por oleoductos. Otras acciones incluyeron la incorporación de estimaciones asociadas a ferroníquel y agregados pétreos. Además, se avanzó en el desarrollo de una metodología para la estimación de emisiones de SF₆ y en la exploración de la adopción de la metodología IPCC 2019 en el sector de petróleo y gas.

Finalmente, la ANH, con el respaldo del IDEAM y del MME, está desarrollando una metodología para estimar las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) a nivel de instalaciones en el sector de petróleo y gas. Este esfuerzo tiene como objetivo cumplir con los requisitos establecidos en la Resolución 40066 de 2022 sobre emisiones fugitivas y facilitará un seguimiento más preciso de la gestión de emisiones fugitivas llevada a cabo por las empresas del sector, permitiendo así un monitoreo más efectivo de estos niveles en el país.

Acuerdos voluntarios

El PIGCCme 2050 promueve en Colombia el desarrollo de acuerdos voluntarios con la industria del sector minero energético como un mecanismo de negociación y colaboración entre el sector público y privado. Los objetivos de estos acuerdos son: i) fomentar la apropiación del PIGCCme 2050, ii) alcanzar los objetivos climáticos establecidos por el Gobierno Nacional, que buscan un desarrollo bajo en carbono, y iii) mejorar la gestión del cambio climático mediante el reporte y la mejora de información.

El MME ha continuado avanzando en este aspecto mediante la creación de la ASECN. En colaboración con XM y 11 empresas del sector eléctrico, han asumido voluntariamente el compromiso de lograr la neutralidad de carbono antes del año 2050 y de promover la competitividad sostenible de la industria nacional. Además, se han consolidado cuatro manifestaciones de interés en las que se están definiendo los alcances necesarios para cumplir estos objetivos y han sido firmadas por importantes actores del sector, como la Asociación Colombiana del Petróleo (ACP), ACOLGEN, ECOPETROL, NATURGAS y Parex Resources.

4.1.2. Avances de implementación por líneas estratégicas

Con relación a las acciones de mitigación, el plan abarca un total de 30 acciones, organizadas de forma articulada en 5 líneas estratégicas. A continuación, se proporciona un resumen de los avances logrados durante el periodo de reporte para cada una de estas líneas estratégicas:

Generación de energía

Esta línea estratégica tiene un potencial de reducción de emisiones de GEI de 4,7 Mt CO₂eq, mediante la implementación de las siguientes siete actividades:

- 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 GEI y proyectos de transmisión asociados.
- 3 Identificar las barreras y oportunidades del Biogás como fuente de abastecimiento que aporta a la reducción de emisiones GEI del sector, que sirva de insumo para su futura regulación.
- 4 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.

5 Identificar el potencial por tipo de energético a nivel regional para optimizar el uso de energía.

6 Entregar insumos a FONENERGIA para realizar planes, proyectos y programas de mejora de calidad en el servicio y expansión de la cobertura energética, considerando variables de cambio climático.

7 Incluir en RENARE el portafolio de proyectos gestionados por el IPSE que puedan incluirse como iniciativas de mitigación de GEI.

Los avances para el 2022 en términos de desarrollo normativo, diversificación de la canasta eléctrica y la transición energética se describen a continuación:

Avances normativos

Se brindó apoyo en el desarrollo de la reglamentación de la energía geotérmica, contribuyendo a la elaboración del proyecto de decreto titulado "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". Este proyecto de decreto fue sometido a participación ciudadana en dos ocasiones, en diciembre de 2020 y agosto de 2021, y recibió comentarios que deben ser considerados para la versión final que será adoptada.

Adicionalmente, el PIGCCme como un soporte a la Ley de Transición Energética, permitió el apoyo de los siguientes avances normativos de la Ley 2099 de 2022:

- **Desarrollo de Geotermia (Artículo 14 al 19):** Se emitió el Decreto No. 1318 de 2022, el cual complementa el Decreto No. 1073 de 2015, estableciendo las disposiciones que permiten llevar a cabo actividades orientadas a la generación de energía eléctrica mediante la geotermia. Además, se publicó la Resolución No. 40302 del 5 de agosto de 2022, la cual establece los requisitos técnicos que regirán el Registro Geotérmico, así como los permisos de exploración y explotación del Recurso Geotérmico con fines de generación de energía eléctrica.
- **Promoción del hidrógeno verde y azul (Artículo 21 al 23):** Se emitió el Decreto No. 1476 del 3 de agosto de 2022, en el cual se definen los mecanismos, condiciones e incentivos para fomentar el desarrollo local, la innovación, investigación, producción, almacenamiento, transporte, distribución y uso de hidrógeno destinado a la prestación del servicio público de energía eléctrica, almacenamiento de energía, así como la descarbonización de sectores como el transporte, la industria y los hidrocarburos.
- **Promoción de la captura, utilización y almacenamiento de carbono -CCUS (Artículos 22, 24 y 57):** El MME realizó un estudio técnico para desarrollar la política pública relacionada con las tecnologías de captura, utilización y almacenamiento de carbono. Con base en este estudio, se avanzó en la elaboración de un proyecto de decreto destinado a establecer las disposiciones normativas que promuevan y fomenten las CCUS, además de implementar un sistema de gobernanza y medición y verificación de las emisiones de GEI reducidas mediante el uso de estas tecnologías. Dicho proyecto de decreto pasó el proceso de consulta con la ciudadanía desde el 5 de agosto de 2022 y se encuentra en los últimos ajustes y acuerdos con MinAmbiente.

Eficiencia energética en el sector minero energético

Esta línea estratégica tiene un potencial de reducción de 1,2 Mt CO₂eq a 2030. Para alcanzar esta meta, se han propuesto las siguientes actividades a implementar.

- 1 Caracterizar y determinar el potencial de mejora de eficiencia en las operaciones del sector minero energético, teniendo en cuenta un análisis de costo-efectividad.
- 2 Considerar los Planes de Gestión Eficiente de Energía en la Industria minero-energética, que estén basados en metodologías estandarizadas, para complementar y validar las metas del potencial de mejora de eficiencia energética definidos en el PROURE.
- 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 CIIU 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** Revisión de la gestión del abastecimiento de Gas Natural y su correspondiente mitigación de emisiones GEI.
- 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 adoptó la resolución 40156 de 29 de abril de 2022, “por la cual se adopta el plan de Acción Indicativo 2022-2030 para el desarrollo del Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía – PROURE, que define objetivos y metas indicativas de eficiencia energética, acciones y medidas sectoriales y estrategias base para el cumplimiento de metas y se adoptan otras disposiciones”.

Emisiones fugitivas

Esta línea estratégica tiene un potencial de reducción de 3,2 Mt CO₂eq a 2030. Se propusieron las siguientes actividades para esta línea estratégica:

- 1** Realizar un análisis de la información recopilada por diversas entidades que han solicitado a las empresas y operadores detalles sobre los equipos e instalaciones en cada una de las facilidades. Esto incluirá un conteo de los equipos existentes y en uso, especificando 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** Articular la información del proceso de fiscalización de la regulación de emisiones fugitivas con el MRV.
- 8** Investigar e identificar el potencial de reducción de otros GEI, que tienen diferentes procesos del sector mine-

ro energético, con el fin de evaluar una posible normativa o lineamientos para su reducción.

- 9** Definir y regular el flujo de información sobre reporte y verificación entre las entidades competentes.
- 10** Formular un marco regulatorio de requerimientos 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.
- 11** 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.
- 12** Definir los lineamientos técnicos mínimos para que las empresas lleven a cabo inventarios de emisiones y detección de fugas.
- 13** Incluir lineamientos de mínimos técnicos requeridos en la reglamentación sectorial para proyectos de hidrocarburos de yacimientos no convencionales y nuevas instalaciones para convencionales.
- 14** Apoyar el diseño e implementación de la estrategia de fiscalización de la regulación de emisiones fugitivas.



Avances normativos

Se adoptó la Resolución 40066 de 2022 “Por la cual se establecen requerimientos técnicos para la detección y reparación de fugas, el aprovechamiento, quema y venteo de gas natural durante las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos” y la Resolución 948 de 2022 “Por la cual se adoptan las reglas para la entrega de la línea base de fugas de gas natural y la entrega y reporte del programa de detección y reparación de fugas por parte de los operadores del sector hidrocarburos”

Avances e hitos adicionales

En el transcurso del año 2022, se lograron avances significativos en la regulación y los requisitos técnicos relacionados con la detección y reparación de fugas, así como en el aprovechamiento del gas natural. El objetivo principal fue minimizar en la medida razonablemente posible la quema y el venteo durante las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.

Asimismo, se llevó a cabo una evaluación exhaustiva de la capacidad actual de la ANH, centrada en analizar los perfiles profesionales y el recurso humano disponible en comparación con las necesidades para llevar a cabo las auditorías requeridas. Esto se hizo teniendo en cuenta la nueva normativa y las actividades de auditoría de contratos que están siendo atendidas. A través de este análisis, se busca determinar las áreas de fortalecimiento necesarias en los recursos humanos de la ANH y la posibilidad de contar con apoyo externo para el control.

Gestión activa de la demanda

Esta línea estratégica tiene un potencial de reducción de 0,32 Mt CO₂eq a 2030. Las actividades 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 Elaboración de insumos técnicos como apoyo al fomento de la incorporación de los Recursos energéticos Distribuidos (DER) en el sistema eléctrico colombiano para empoderar a los usuarios y optimizar el funcionamiento de la red de distribución.
- 5 Definir y reglamentar el mecanismo que habilite la agrupación de usuarios para ofertar su demanda de energía eléctrica en el mercado de energía.

Avances e hitos adicionales

En el año 2022, se presentó y publicó el documento de "Recomendaciones para el desarrollo de Comunidades Energéticas" con el propósito de establecer las bases para lograr la transformación del usuario o ciudadano, promoviendo una mayor conciencia sobre el consumo de energía y empoderándolos en su rol como usuarios. Este documento identifica las brechas y acciones necesarias para fomentar el desarrollo de las comunidades energéticas, que se definen como "grupos de personas, naturales o jurídicas, que se organizan de manera coordinada para abordar los desafíos energéticos de su comunidad".

En la investigación y análisis, se examinaron experiencias tanto nacionales como internacionales para identificar diferentes tipos o modelos de comunidades energéticas, así como también las barreras que deben superarse para su desarrollo exitoso.

Sustitución de energéticos y nuevas tecnologías

Esta línea estratégica no contó con una estimación de emisiones asociada para el 2030, pero sí se tiene en cuenta en los escenarios de carbono neutralidad para 2050. Consta de las siguientes acciones:

- 1 Identificar y promover acciones de electrificación y autogeneración a partir de Fuente No Convencional de Energía Renovable (FNCR), por medio de acuerdos voluntarios con el sector minero energético.
- 2 Promover el uso de Vehículos eléctricos o con energéticos de cero a bajas emisiones de GEI, en las empresas del sector minero energético.
- 3 Promover acciones de sustitución de energéticos en los usos de calor, transporte pesado, y maquinaria pesada por energéticos menos carbono-intensivos o carbono neutrales, a partir de acuerdos voluntarios.
- 4 Apoyar la reglamentación para la promoción y desarrollo de las tecnologías de captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS).
- 5 Apoyar la gestión para la viabilización reglamentaria de los proyectos que permitan la reducción de emisiones de GEI que impulsen el uso de nuevas tecnologías, basadas en combustibles cero y bajos en emisiones, como Hidrógeno, geotermia, biomasa y almacenamiento, captura y uso de Carbono (CCUS).





4.2. Estimación y análisis de los indicadores definidos para el MRVme

Los indicadores establecidos para el MRVme tienen como objetivo seguir de cerca el nivel de implementación del PIGCCme y los impactos derivados de su ejecución. La Tabla 4-1 proporciona una descripción detallada de cada tipo de indicador utilizado en el MRVme.

▼ **Tabla 4-1** Tipos de indicadores definidos 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 respaldar 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: GIZ y Ministerio de Minas y Energía (2022).

La actualización del MRVme al PIGCCme 2050 incluye un total de 56 indicadores que abarcan diferentes categorías, como indicadores de efecto intermedio, indicadores de impacto, indicadores de actividad e indicadores de insumos (GIZ Colombia y Ministerio de Minas y Energía 2022). En el Anexo 1 se presenta una descripción detallada de la evolución temporal de estos indicadores entre los años 2015 y 2021.

A continuación, se realiza un análisis general de los indicadores, que proporciona una visión general del desempeño de los subsectores y señala la necesidad de información específica para obtener conclusiones más precisas sobre los efectos de los diversos esfuerzos realizados por las diferentes empresas nacionales; en la Tabla 4-7 se encuentran detallados los indicadores nacionales, pero no se lleva a cabo un análisis exhaustivo de los indicadores relacionados con las emisiones de GEI, ya que estos serán abordados en el siguiente capítulo.

4.2.1. Sistema Interconectado Nacional (SIN)

Durante el periodo de estudio, se destaca que la generación eléctrica del Sistema In-

terconectado Nacional se caracteriza por un notable aporte de fuentes hídricas, lo que ha contribuido significativamente a mantener bajos valores de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) por cada kWh producido. El impacto directo de las distintas centrales térmicas en las emisiones del sector es evidente, destacándose una reducción en el uso de carbón mineral y gas natural en la generación eléctrica durante el último año de reporte. Asimismo, se observa un aumento de aproximadamente 14,7 TWh en la generación en hidroeléctricas mayores entre 2015 y 2021.

La eficiencia térmica de las plantas de generación eléctrica, tanto para carbón como para gas, ha experimentado mejoras leves en 2021, destacándose especialmente en las plantas de carbón. Sin embargo, las plantas que utilizan gas natural y combustibles líquidos siguen siendo las más eficientes. Además, se ha registrado un incremento en una unidad de generación adicional de carbón y dos unidades de generación de gas natural.

Es importante destacar el considerable aumento en la capacidad instalada y la generación eléctrica de las Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE) durante



el periodo analizado, y se espera que en los próximos años se evidencie más claramente la influencia de estos proyectos en las emisiones del 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. En 2021, las centrales térmicas disminuyeron su factor de utilización, lo cual está en línea con la reducción de generación de energía proveniente de estas plantas y confirma que la disminución no se debió a la salida de termoeléctricas de la matriz de generación.

La entrada de FNCER al Sistema Interconectado Nacional sustituyó la quema de ~17400 TJ de combustibles fósiles para la generación de energía para el 2021, equivalentes a una reducción de ~1,2 Mt CO₂eq.

En cuanto a la gestión de la demanda de energía eléctrica, aumentó para 2021 a un valor promedio de 8,44 GWh/h, 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.

El SIN presentó para el año 2021, 840 solicitudes de proyectos FNCER, y obtuvo 784 proyectos con certificado FNCE de la UPME, fueron registrados 20 proyectos de mitigación en la plataforma RENARE de MinAmbiente y fueron reportadas más de 20000 ha como áreas sembradas por compensaciones ambientales.

Para el 2021, el SIN emitió ~8,5 Mt CO₂eq, equivalentes a una reducción de cerca de 43% del año base del indicador (2015), y una reducción de ~0,46 Mt CO₂eq con respecto a la línea base del PIGCCme 2050. Las intensidades de emisiones GEI pasaron de 224 t CO₂eq/GWh en 2015 a 123 t CO₂eq/GWh en el 2021, lo cual implica que la matriz de generación se ha vuelto más limpia y ha reducido sus emisiones por unidad de generación.

Los siguientes son los hallazgos reportados según los indicadores por línea estratégica, para el SIN; un análisis numérico detallado de los indicadores para el SIN se encuentra en la Tabla 4-6.

▼ **Tabla 4-2** 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 relacionados con este efecto (HtRt, Eft) revelaron mejoras de hasta un 8% en las centrales térmicas de carbón, mientras que las centrales térmicas a gas y de combustibles líquidos experimentaron una disminución en su eficiencia de hasta un 14%.
		Ingreso de FNCE	Durante el período de 2015 a 2021, las FNCE han experimentado un notable aumento en su participación tanto en generación (W) como en capacidad instalada (CplnG). La generación por FNCE pasó de 667 GWh en 2015 a 1412 GWh en 2021, consolidando la participación de las FNCE hasta 2021 en un 2,0% del total nacional. Además, se ha observado un crecimiento significativo en las solicitudes de proyectos FCNE y proyectos FNCE durante este mismo periodo, alcanzando 812 y 756 solicitudes respectivamente. La incorporación de FNCER al Sistema Interconectado Nacional ha sido altamente beneficiosa, ya que ha reemplazado la quema de aproximadamente 17000 TJ de combustibles fósiles para la generación de energía en 2021. Esta sustitución equivale a una reducción de alrededor de 1,2 Mt CO ₂ eq en emisiones, lo que representa un importante avance hacia la reducción de las emisiones de GEI.
		Ingreso de nuevas termoeléctricas a gas natural	A pesar de la disminución del consumo de gas natural en las centrales térmicas hasta el año 2021, se ha observado un aumento de dos unidades de generación (UndGn) de gas natural entre 2015 y 2021 en dos unidades; por otro lado, se ha aumentado en una unidad de generación de carbón con respecto al 2021. En el caso de los combustibles líquidos, se tiene una reducción de nueve unidades, pero dentro de estas puede encontrarse unidades duales, que para el 2021 se dedicaron a quemar exclusivamente carbón o gas.
		Ingreso de nuevas tecnologías (termoeléctricas) / Incremento en eficiencia de las termoeléctricas con potencial de mejora	El mercado energético ha experimentado un crecimiento significativo en los últimos años, lo que ha llevado a un aumento en el número de unidades de generación de energía (UndGn). Sin embargo, los análisis realizados para este informe indican que este incremento no necesariamente se ha traducido en la adopción de tecnologías más eficientes. Por lo tanto, se sugiere realizar un análisis más detallado de los indicadores HtRt y Eft para cada una de las termoeléctricas con el fin de validar esta hipótesis.

Línea estratégica	Actividad	Efecto principal	Observaciones
Eficiencia energética	Gestión de la oferta	Disminución de las restricciones	Durante el período de 2015 a 2021, el costo de las restricciones (CRest) ha experimentado un incremento en su valor promedio horario, pasando de 49,5 \$MCOP/h a 198 \$MCOP/h.
		Inclusión de sistemas de almacenamiento de energía al sistema	En la actualidad, los indicadores relacionados con el seguimiento de esta actividad carecen de una línea base y un estado de avance, ya que no se dispone de información asociada a esta actividad en el sector.
Generación de energía	Diversificación de la matriz energética	Reducción de combustible por KWh generado	El indicador Heat Rate (HtRt) ha permitido evaluar la evolución de este efecto en las centrales térmicas. Se observó una reducción de hasta un 23% en el valor de HtRt para las centrales térmicas a carbón y con líquidos para el año 2021 en comparación con el 2015. Sin embargo, se destaca un aumento en el valor de HtRt para las centrales de gas, que pasó de 8440 BTU/kWh a 12788 BTU/kWh.
		Aumento de la generación de energía por FNCE	El análisis de este efecto fue abordado en la línea de Eficiencia Energética para la actividad de Gestión de la Demanda, en esta tabla, ya que este impacto afectó varias líneas estratégicas.
		Diversificación del mercado energético	Al analizar el indicador de la matriz energética (WMx), se evidencia un aumento en la participación de las FNCE (de 1% en 2015 a 2% en 2021) y de las hidroeléctricas mayores (de 67% en 2015 a 84% en 2021), mientras que se ha registrado una disminución en la participación de la generación proveniente de las centrales térmicas a carbón y gas natural (30% en 2015 a 15% en 2021).
Gestión de la demanda	Tarifa horaria	Ahorros en los costos	Todos los indicadores de precios estimados para el MRVme (InPr) han reflejado, en los años 2015 a 2021, más el dinamismo propio del mercado que el efecto en cuestión. Esto se debe a que aún no se ha iniciado la ejecución de la tarifa horaria. Además, el análisis de los indicadores ha mostrado una disminución en el precio de bolsa ponderado y en el máximo precio de oferta. Sin embargo, se ha evidenciado un alza sostenida en el precio de escasez y en el precio al consumidor final.

Línea estratégica	Actividad	Efecto principal	Observaciones
Gestión de la demanda	Tarifa horaria	Disminución de los picos de demanda de energía	Los indicadores de demanda de energía (DCdEE, PMxD, PMnD, PMgD, PDsD) mostraron un aumento en la demanda nacional, así como una suavización de la curva horaria. Sin embargo, estos cambios se debieron principalmente a los cambios en el comportamiento de los usuarios en respuesta a la pandemia del COVID-19 y la posterior reactivación económica.
		Aumento de la capacidad de almacenamiento de los usuarios	En la actualidad, los indicadores relacionados con el seguimiento de esta actividad carecen de una línea base y un estado de avance debido a la falta de información asociada a esta actividad en el sector.
	Agregadores de demanda	Optimización de recursos energéticos para atender la demanda de energía eléctrica	En el año 2021, se ha continuado con las instalaciones de autogeneración a pequeña escala (AGPE) con una capacidad instalada de 3266 kW, lo que ha aportado 6,5 GWh de energía eléctrica al Sistema Interconectado Nacional (SIN). Sin embargo, los demás indicadores de agregadores de demanda aún no cuentan con información asociada para los usuarios que participan en la respuesta de la demanda o para las instalaciones de generación distribuida.
Sustitución Energética y Nuevas tecnologías	Nuevas Tecnologías	Inclusión de tecnologías emergentes de cero o bajas emisiones	Entre los años 2015 a 2021, se ha incorporado una capacidad de aproximadamente 11 MW de fuentes de biogás y alrededor de 120 MW de fuentes de biomasa, incluyendo autogeneradores, cogeneradores y plantas térmicas. No se ha registrado la incorporación de tecnologías adicionales de generación en ese período.
Transversal	No específica	Emisiones generadas por la utilización de centrales térmicas	Durante el período de 2015 a 2021, las emisiones de las centrales térmicas han experimentado una reducción del 43%. Sin embargo, es importante señalar que las emisiones por GWh generado en centrales térmicas han aumentado, pasando de 632 tCO ₂ eq/kWh a 669 tCO ₂ eq/kWh. Estos valores indican que en el análisis global, el retroceso en la eficiencia de las centrales térmicas a gas tuvo un mayor peso que la mejora en la eficiencia de las centrales térmicas a carbón.
			Además, se destaca que las emisiones de BC (carbono negro), CO (monóxido de carbono) y NMVOC (compuestos orgánicos volátiles no metánicos) han experimentado una reducción, mientras que las emisiones de NOx (óxidos de nitrógeno), SOx (óxidos de azufre) y PM2.5 (partículas finas) han aumentado. Estos cambios están asociados principalmente al menor uso de las centrales térmicas a carbón.

Fuente: elaboración propia.

4.2.2. Zonas No Interconectadas

En cuanto a la generación en las ZNI, destaca que el principal combustible utilizado para la generación eléctrica ha sido el diésel. Sin embargo, durante el período de análisis, se ha evidenciado un significativo aumento tanto en la generación eléctrica como en la capacidad instalada de FNCE en estas zonas. A pesar de que los datos del sector indican un incremento de alrededor

del 12% en el consumo de combustibles, se ha observado una reducción del 7% en la generación con diésel y un aumento en la participación de la generación con FNCE. Los siguientes son los hallazgos reportados según los indicadores por línea estratégica para las ZNI; un análisis numérico para las ZNI detallado se encuentra en la Tabla 4-6.



Tabla 4-3 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 relacionados con este efecto (HtRt, EfT) mostraron una disminución del 5% en la eficiencia térmica en las ZNI.
Generación de energía	Transformación de las Zonas no Interconectadas	Reducción de combustible por kWh generado	El indicador Heat Rate (HtRt) fue utilizado para evaluar la evolución de este efecto en las ZNI, donde se observó un incremento del 20% en su valor para el año 2021 en comparación con el año 2015. El HtRt pasó de 10800 BTU/kWh a 13000 BTU/kWh en dicho período.
		Aumento de la generación de energía por FNCE	Entre los años 2015 y 2021, se ha observado un aumento en la participación de las FNCE en cuanto a generación (W, WMx) y capacidad instalada (CpInG) en las ZNI. La generación de FNCE ha pasado de 5,6 GWh en 2015 a 42 GWh en 2021, consolidando su participación en un 10,5% del total nacional de las ZNI para el año 2021. El ingreso de las FNCE en las ZNI ha tenido un impacto significativo al evitar el consumo de 573 TJ de combustibles en dichas zonas, lo que equivale a una reducción estimada de 38,2 ktCO ₂ eq en emisiones de GEI .
		Diversificación del mercado energético	Al examinar el indicador de la matriz energética (WMx) en las ZNI, se destaca el incremento en la participación de FNCE en la generación eléctrica, alcanzando un aporte del 10,5% al total nacional de generación en las ZNI.
Sustitución Energética y Nuevas tecnologías	Nuevas Tecnologías	Inclusión de tecnologías emergentes de cero o bajas emisiones	En el año 2021, las ZNI incorporaron una capacidad de 4,5 MW provenientes de Fuentes a Biomasa y 1 MW de fuentes que utilizan Residuos Sólidos Urbanos (RSU) para la generación eléctrica.
Transversal	No específica	Emisiones generadas por la quema de combustibles en las ZNI	Durante el período entre 2015 y 2021, se observó un incremento del 12% en las emisiones de las ZNI. Asimismo, las emisiones por GWh generado aumentaron de 836 tCO ₂ eq/kWh a 914,2 tCO ₂ eq/kWh, siendo estos valores superiores a los registrados por las centrales térmicas del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Cabe mencionar que, debido a que se utiliza un único combustible en las ZNI, el aumento del consumo de este combustible resultó en un aumento proporcional de las emisiones de contaminantes criterio, precursores de GEI y contaminantes de vida corta.

Fuente: elaboración propia.



4.2.3. Petróleo y gas

En el subsector de Petróleo y Gas, se identifican tres actividades principales: producción (upstream), transporte (midstream) y refinación (downstream). Durante el período de análisis, se observa una reducción en el consumo energético de combustibles en todas las actividades, excepto en downstream. Sin embargo, se reconoce la necesidad de mejorar la información para un mejor seguimiento de los indicadores MRV, especialmente en relación con el uso de combustibles en actividades de extracción y refinación. En el caso particular de Downstream, para el año 2021 se extrapoló la información de consumos de combustible de la Refinería de Barrancabermeja con el mismo valor de intensidades energéticas (TJ Combustible/KBOE refinado) para esta refinería del año 2020, debido a que la información suministrada no era congruente en la serie temporal 2013-2020 empleada en el primer reporte MRVme.

En relación con la integración de FNCE en este sector, para el año 2021 contamos con información proporcionada por ECOPE-TROL S.A. y sus filiales, lo que ha permitido observar un aumento en la auto generación con FNCE, principalmente mediante energía solar, especialmente en upstream, donde se generaron 54,6 GWh durante ese año. Los indicadores analizados han facilitado la visualización del proceso de electrificación en midstream y downstream, así como una reducción en la quema de gas en antorchas y su utilización en los procesos de extracción, lo que ha resultado en una disminución de las emisiones. No obstante, es importante señalar que esta reducción está principalmente vinculada a la disminución en la producción de hidrocarburos y no necesariamente a medidas específicas atribuibles al PIGCCme 2050. Los siguientes son los hallazgos reportados según los indicadores por línea estratégica, para el subsector de Petróleo y Gas; un análisis numérico detallado de los indicadores para este subsector se encuentra en la Tabla 4-6.

Tabla 4-4 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 (EfPQ) mostraron que para midstream se redujo un 8% este tipo de eficiencia, pasando de 48,8 TJ/MBOE ⁶ a 45,1 TJ/MBOE, mientras que para downstream, este tipo de eficiencia pasó de 434 TJ/MBOE a 511 TJ/MBOE, equivalente a un aumento de 18%. Cabe destacar que upstream mostró una reducción de 211 TJ/MBOE a 180 TJ/MBOE, sin embargo, esta información es estimada con información secundaria por lo que pueda que no refleje fidedignamente este efecto en esta parte de la cadena productiva de este subsector, además, por la disponibilidad de información, los cambios de este indicador se encuentran entre los años 2016 a 2021.
		Ingreso de FNCE	Hasta la fecha, la información recopilada se limita a ECOPETROL S.A. y sus filiales, quienes han reportado una generación de 54,6 GWh mediante FNCE para el año 2021. Sin embargo, para ese mismo año, la UPME no registró solicitudes directas de proyectos FNCE para este segmento de la industria. Es importante seguir trabajando para obtener una recopilación más completa de datos y así tener un panorama más exhaustivo del uso de FNCE en el sector.
		Autogeneración / Potencial entrega de eléctrica al SIN	Hasta la fecha, se ha recopilado información únicamente de ECOPETROL S.A. y sus filiales, quienes reportaron una autogeneración de aproximadamente 4330 GWh en el año 2021, superando en ~140 GWh la línea base de información proporcionada para el año 2016. No obstante, aún no se ha establecido la metodología para estimar la potencial entrega de energía eléctrica al SIN a partir de esta autogeneración. Es necesario continuar trabajando en el desarrollo de dicha metodología para obtener una visión más completa del potencial aporte de energía eléctrica al SIN proveniente de esta autogeneración.
		Reducción de demanda de energía eléctrica interna	Dentro de la cadena productiva del petróleo y gas, se han registrado aumentos significativos en la demanda del Sistema Interconectado Nacional (SIN) en las etapas de upstream y midstream, con incrementos que oscilan entre el 35% y el 45%. En cambio, en la etapa de downstream, se ha experimentado una reducción del 8% en la demanda del SIN. En términos intensivos, los consumos de energía eléctrica por unidad de producción también han experimentado cambios entre el año 2016 a 2021. En la etapa de upstream, el consumo por barril de petróleo equivalente (KBOE) aumentó de ~13100 kWh/KBOE a ~18800 kWh/KBOE. En midstream, el consumo por barril de equivalente de petróleo transportado incrementó de ~783 kWh/KBOE a ~673 kWh/KBOE. Por otro lado, en downstream, el consumo por barril de equivalente de petróleo refinado pasó de ~13400 kWh/KBOE a ~11900 kWh/KBOE.

6 MBOE: Millones de barriles equivalentes de petróleo, equivalentes a 1000 KBOE (kilobarriles equivalentes de petróleo).

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 2021, se ha registrado el inicio de instalaciones AGPE con una capacidad instalada de 1719 kW, lo que ha contribuido al aporte de energía eléctrica al Sistema Interconectado Nacional (SIN) con un total de 3819 MWh. Cabe destacar que la AGPE con excedente que alimenta al SIN corresponde a ECOPETROL y sus filiales, quienes han participado en este proceso de generación y suministro de electricidad.
Emisiones fugitivas	Generación de información	Mejora de cálculo de emisiones GEI y su incertidumbre	Para el año 2021, se ha realizado una actualización de los factores de emisión basados en la experiencia del comportamiento del sector y en la armonización de estos factores con el INGEI. Esta revisión ha permitido mejorar significativamente la precisión de las estimaciones de emisiones para el sector.
			Además, se ha trabajado en la mejora de la información relacionada con la cantidad de hidrocarburos transportados en oleoductos y gasoductos, así como en la contabilidad de pozos perforados y en producción, tanto para campos petroleros como para campos de gas. Estas mejoras en la información son fundamentales para una estimación más confiable y precisa de las emisiones del sector de petróleo y gas.
			Es importante destacar que aunque estas mejoras no tienen un indicador específico asociado, su implementación está inmersa en la estimación general de emisiones actuales del sector, lo cual contribuye a una gestión más efectiva y responsable de las emisiones de GEI .
	Regulación de emisiones fugitivas	Mejor aprovechamiento del recurso	En el año 2021, se observó un cambio significativo en la fracción de gas de formación utilizado en el sector (FrGF). En particular, la categoría de OTROS (Otros usos del gas de formación) experimentó un aumento en su uso, mientras que los gases utilizados en procesos de extracción y el gas quemado disminuyeron su participación en la fracción utilizada. En el 2015, estos últimos representaban el 73% del gas de formación utilizado, pero para el 2021, su participación se redujo al 47%. Estos cambios en la utilización del gas de formación reflejan una evolución en los procesos y prácticas del sector 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 relación con la reducción de emisiones fugitivas, se observó una disminución significativa del ~28 % en las emisiones de GEI en la extracción de petróleo y un ~5% en las emisiones durante el proceso de extracción y transporte de gas natural. En conjunto, el sector de petróleo y gas logró una reducción del ~25% en las emisiones de compuestos orgánicos volátiles no metano (NMVOC), principalmente atribuibles a las emisiones fugitivas.

Línea estratégica	Actividad	Efecto principal	Observaciones
Sustitución Energética y Nuevas tecnologías	Electrificación y sustitución por energéticos menos carbono intensivos	Sustitución de energéticos en los procesos de calor y maquinaria pesada	Los indicadores EfPD han revelado un aumento en la cantidad de energía eléctrica obtenida del Sistema Interconectado Nacional (SIN) por unidad de generación en la cadena productiva del petróleo y gas. Por otro lado, el indicador EfPT ha mostrado una disminución de aproximadamente el 7,5% en upstream, una disminución de alrededor del 6,5% en midstream, y un aumento del 17,7% en downstream. El análisis combinado de EfPQ, EfPD y EfPT indica que entre los años 2016 y 2021 se ha llevado a cabo una electrificación parcial de los procesos en midstream y downstream, mientras que en upstream, no solo no se observa una electrificación evidente, sino que el consumo total de energía por KBOE producido indica retrocesos en la eficiencia energética generalizada para esta parte de la cadena. Además, el análisis de EfPQ para gas natural indica que ha disminuido entre un 1% y un 15% el consumo de gas natural por KBOE producido, transportado o refinado, lo que sugiere que no se ha evidenciado una sustitución de otros energéticos por gas natural.
		Incremento de la capacidad instalada de FNCER	Ítem ya explicado en esta tabla, específicamente en Generación de energía/Fortalecimiento PROURE en la oferta/Ingreso de FNCE
		Aumento de demanda de energía tomada del SIN	Ítem ya explicado en esta tabla, específicamente en Generación de energía/Fortalecimiento PROURE en la oferta/Reducción de demanda de energía eléctrica interna
		Reducción del consumo de combustible	Ítem ya explicado en esta tabla, específicamente en Generación de energía/Fortalecimiento PROURE en la oferta/Optimización de consumo de combustible, se añade al análisis que se ha reducido el consumo de gas natural por unidad de producción, mientras que los combustibles líquidos han tenido incrementos entre 2% y 150%.
	Nuevas Tecnologías	Inclusión de tecnologías emergentes de cero o bajas emisiones	Este sector no registra a 2021 la implementación de nuevas tecnologías en las fuentes de información consultadas
Transversal	No específica	Emisiones generadas por el sector de petróleo y gas debidas a procesos de combustión	Durante el período analizado, las emisiones por combustión generadas por las refinerías experimentaron un incremento del 41%, principalmente debido a la expansión de la refinería de Cartagena en el año 2015. Por otro lado, en la producción de petróleo y gas natural, las emisiones se redujeron en un 3%, y en el transporte de hidrocarburos, se observó una disminución significativa del 36%. Cuando se realiza un análisis por unidad de producción, se encuentra que las emisiones por combustión por cantidad de petróleo refinado se han reducido en un 3%. En cuanto al transporte de petróleo por oleoductos, se ha logrado una reducción del 66% en este indicador. Sin embargo, se han observado aumentos en las emisiones por combustión del 20% en relación con la cantidad de gas transportado y un aumento del 9% en relación con la cantidad de hidrocarburos producidos en las operaciones de extracción. Estos resultados indican que se han realizado mejoras en la eficiencia en algunas áreas del sector, pero también se han identificado áreas donde aún se deben implementar medidas para reducir las emisiones asociadas a la producción y transporte de hidrocarburos.

Fuente: elaboración propia.

4.2.4. Minería

En el subsector de minería, se han identificado oportunidades de mejora en la consulta de información correspondiente al consumo histórico de combustibles líquidos por las empresas del sector. En el año 2021, la producción total de carbón disminuyó en un 40%, lo que generó una reducción en la cantidad neta de energía proveniente de combustibles y energía eléctrica del SIN demandada para procesos relacionados durante este último año del período de análisis. Sin embargo, al calcular los indicadores relacionados con la energía proveniente del uso de combustibles y la demanda de energía eléctrica del SIN por cantidad de carbón producido en un año, se observa que el valor obtenido muestra una tendencia decreciente entre 2015 y 2021. Esto permite inferir que la reducción de emisiones provenientes de la minería de carbón está dada por la combinación de la disminución de la producción y la sustitución de energéticos en los pro-

cesos de calor y maquinaria pesada hacia gas natural o electricidad. En el caso de la extracción de ferroníquel, a pesar de la reducción en la energía eléctrica tomada del SIN debido a la puesta en marcha de una planta de autogeneración a gas natural, las emisiones se han incrementado debido al mayor consumo de este combustible.

Finalmente, debido a la reducción del consumo de combustibles en la minería de agregados pétreos, las emisiones asociadas a este tipo de minería han disminuido, posiblemente por la metodología de consulta de consumos de combustibles para este tipo de minería en el SICOM; por otro lado, hasta el momento no se ha podido establecer la implementación de las actividades del PIGCCme en este sector.

Los siguientes son los hallazgos reportados según los indicadores por línea estratégica, para el subsector de Minería; un análisis numérico detallado de los indicadores para este subsector se encuentra en la Tabla 4-6.



Tabla 4-5 Análisis global de indicadores según líneas estratégicas para la minería.

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 (EfPQ) mostraron que para la minería de carbón se redujo ~13%, pasando de 0,40 TJ/kt a 0,35 TJ/kt. Por otro lado, los agregados pétreos experimentaron una reducción del 61%, pasando de 82 MJ/m³ de material a 32 MJ/m³ de material, y la extracción de ferroníquel aumentó un 15% (166 TJ/kt en 2015 a 191 TJ/kt en 2021) debido a la instalación de plantas de autogeneración de gas natural, que incrementaron el consumo de gas natural en alrededor de 1350 MPC al año.
		Ingreso de FNCE	Hasta el momento, no se ha podido rastrear información de autogeneración con FNCE en minería
		Autogeneración / Potencial entrega de eléctrica al SIN	Hasta el momento, solo se ha analizado la información de autogeneración proveniente de la extracción de ferroníquel, la cual pasó de 1,8 MW en 2015, a 19,8 MW en 2021
		Reducción de demanda de energía eléctrica interna	La demanda del SIN se ha reducido entre un 8% y un 35%, dependiendo del tipo de minería. En particular, la extracción de níquel redujo su demanda en aproximadamente un 6%, pasando de 36,7 MWh/t a 34,4 MWh/t. En contraste, la minería de carbón aumentó un 5% este valor, pasando de 4,67 kWh/t a 4,91 kWh/t, mientras que los agregados pétreos incrementaron su valor de 1,5 kWh/m³ a 2,8 kWh/m³.
Sustitución Energética y Nuevas tecnologías Transversal	Electrificación y sustitución por energéticos menos carbono intensivos	Sustitución de energéticos en los procesos de calor y maquinaria pesada	El indicador EfPD ha relacionado los incrementos de energía eléctrica proveniente del SIN por unidad de generación para cada tipo de minería. Por otro lado, el indicador EfPT mostró una disminución de 52% en la minería de agregados pétreos, un valor relativamente constante de alrededor del 300 TJ/t en la minería de ferroníquel y una reducción del 12% en la minería de carbón. Al realizar un análisis conjunto de EfPQ, EfPD y EfPT, se observa que entre los años 2015 y 2021 se ha electrificado parcialmente los procesos en la minería de carbón, mientras que los consumos de electricidad se han mantenido en la minería de ferroníquel. Sin embargo, en la minería de agregados pétreos, no solo no se ha notado una electrificación significativa, representada en un aumento del 86%, sino que la energía total por metro cúbico de agregado producido indica un aumento en la eficiencia energética generalizada para esta parte de la cadena. Adicionalmente, el análisis de EfPQ para gas natural indica un aumento de entre el 18% y el 46% en el consumo de gas natural por kilo tonelada de carbón o ferroníquel producido, lo que sugiere un incremento en el uso de gas natural en este subsector.
		Incremento de la capacidad instalada de FNCE	Ítem ya explicado en esta tabla, específicamente en Generación de energía/Fortalecimiento PROURE en la oferta/Ingreso de FNCE

Línea estratégica	Actividad	Efecto principal	Observaciones
Sustitución Energética y Nuevas tecnologías Transversal		Aumento de demanda de energía tomada del SIN	Ítem ya explicado en esta tabla, específicamente en Generación de energía/Fortalecimiento PROURE en la oferta/Reducción de demanda de energía eléctrica interna
		Reducción del consumo de combustible	Ítem ya explicado en esta tabla, específicamente en Generación de energía/Fortalecimiento PROURE en la oferta/Optimización de consumo de combustible
	Nuevas Tecnologías	Inclusión de tecnologías emergentes de cero o bajas emisiones	Este sector no registra a 2021 la implementación de nuevas tecnologías en las fuentes de información consultadas
Transversal	No específica	Emisiones generadas por el sector de minería debidas a procesos de combustión y emisiones fugitivas	Entre los años 2015 y 2021, las emisiones de GEI asociadas a la minería de carbón se redujeron aproximadamente un 25%. Además, la intensidad de emisiones también disminuyó, pasando de alrededor de 69 tCO₂eq/kt a unos 64 tCO₂eq/kt en 2021, lo que representa una reducción de alrededor del 8%. Esta disminución en las emisiones GEI en la minería de carbón está relacionada con la disminución en la producción de carbón y con los avances en las actividades del PIGCCme, particularmente en electrificación y eficiencia energética. En cuanto a la minería de ferroníquel, las emisiones aumentaron un 6% en el proceso productivo del níquel y alrededor de un 20% en la combustión de combustibles fósiles. Este incremento se refleja en el valor intensivo de emisiones GEI, que pasó de aproximadamente 15,800 tCO₂eq/kt de níquel producido a unos 17,300 tCO₂eq/kt de níquel. En el caso de los agregados pétreos, los valores intensivos de emisiones disminuyeron de 5,5 tCO₂eq/IE3 m³ a aproximadamente 1,7 tCO₂eq/IE3 m³, lo que implica una reducción del 68% entre 2015 y 2021. Este mismo comportamiento puede extrapolarse a las emisiones de contaminantes criterio y contaminantes climáticos de vida corta, donde se observa una reducción de emisiones en la minería de carbón, mientras que las emisiones aumentan en la minería de ferroníquel y agregados pétreos.

Fuente: elaboración propia.

4.2.5. Análisis específico de los indicadores

En la Tabla 4-6 se presenta una comparación para los indicadores del MRVme entre los años establecidos de línea base y su estado a 2021 y su respectivo análisis; la evolución temporal de los mismos se encuentra detallada en el Anexo 1 de este documento.



Tabla 4-6 Estado de Indicadores del MRVme a 2021.

INDICADOR	NOMBRE INDICADOR	SUBSECTOR	LÍNEAS ESTRATÉGICAS*	TIPO DE INDICADOR**	DESAGREGACIONES	AÑO BASE	UNIDADES	LÍNEA BASE	ESTADO A 2021	VARIACIÓN	OBSERVACIONES
CnsdC	Cantidad de combustible consumido	MINERÍA	EE, SE	SG, EI	DIESEL BX	2015	kbl	3,54e+02	1,52e+02	-57,2%	El descenso generalizado de este indicador se debe principalmente a la reducción en la producción de carbón a nivel nacional. Sin embargo, los aumentos en el consumo de combustibles como DIESEL BX y GAS NATURAL están influenciados principalmente por la dinámica de producción de ferroníquel en el país. En cuanto a los energéticos QUEROSENE y JET FUEL, aunque la variación es muy alta, su participación en volumen es inferior a la del DIESEL OIL o la GASOLINA MOTOR.
					DIESEL OIL	2015	kbl	5,39e+03	2,96e+03	-45,1%	
					GAS NATURAL	2015	MPC	9,14e+03	1,05e+04	+14,3%	
					GASOLINA EX	2015	kbl	2,44e+00	4,13e-02	-98,3%	
					GASOLINA MOTOR	2015	kbl	4,43e+01	4,90e+01	+10,5%	
					QUEROSENE Y JET FUEL	2015	kbl	0,00e+00	1,84e+00	+1,8 kbl	
CnsdC	Cantidad de combustible consumido	PETRÓLEO Y GAS	EE, SE	SG, EI	DIESEL OIL	2015	kbl	2,43e+03	2,10e+03	-13,5%	El consumo de todos los combustibles ha disminuido entre los años 2015 y 2021 debido a la baja de producción de hidrocarburos en este periodo de tiempo, sin embargo, GAS de REFINERIA y OFF GAS han mostrado aumento, principalmente porque para el año 2015 no se encontraba en pleno funcionamiento la refinería de Cartagena.
					FUEL OIL	2015	kbl	0,00e+00	0,00e+00	0 kbl	
					GAS DE REFINERÍA	2015	MPC	3,90e+04	4,72e+04	+21,2%	
					GAS LICUADO DE PETRÓLEO	2015	kbl	2,98e+02	2,53e+02	-14,9%	
					GAS NATURAL	2015	MPC	6,63e+04	6,40e+04	-3,4%	
					OFF GAS	2015	MPC	2,02e+03	1,72e+04	+750,5%	
					PETRÓLEO	2015	kbl	2,60e+03	2,01e+03	-22,8%	
CnsdC	Cantidad de combustible consumido	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	GE, EE, SE	SG, EI	CARBÓN MINERAL	2015	kt	2,66e+03	1,56e+03	-41,4%	El GAS NATURAL y el CARBÓN MINERAL son los combustibles más utilizados en la generación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), y en los últimos años, han experimentado una reducción significativa debido al dinamismo del sector energético y al creciente aporte de las FNCER al SIN. Es destacable que para el año 2021, el consumo de combustibles líquidos se redujo en un 96% o incluso más.
					DIESEL OIL	2015	kbl	2,15e+03	3,10e+01	-98,6%	
					FUEL OIL	2015	kbl	1,35e+03	4,44e+01	-96,7%	
					GAS NATURAL	2015	MPC	1,13e+05	7,72e+04	-32%	
					QUEROSENE Y JET FUEL	2015	kbl	8,62e+01	0,00e+00	-100%	
CnsdC	Cantidad de combustible consumido	ZONAS NO INTERCONECTADAS	GE, EE, SE	SG, EI	DIESEL OIL	2015	kbl	7,62e+02	8,53e+02	+11,9%	Entre 2015 y 2021, el consumo de DIESEL OIL ha experimentado un incremento debido a la instalación de nuevas plantas diésel y a la disminución de la eficiencia energética en este tipo de fuentes.
Q	Cantidad de energía consumida de combustibles	MINERÍA	EE, SE	SG, EI	TODOS LOS COMBUSTIBLES	2015	TJ	4,25e+04	2,87e+04	-32,5%	El descenso generalizado de este indicador se debió principalmente a la reducción en la producción de carbón a nivel nacional
Q	Cantidad de energía consumida de combustibles	PETRÓLEO Y GAS	EE, SE	SG, EI	TODOS LOS COMBUSTIBLES	2015	TJ	1,36e+05	1,42e+05	+4,1%	Si bien es cierto que en este sector el descenso en la mayoría de combustibles fue generalizado, este aumento porcentual se debe al incremento de requerimientos energéticos de las refinerías entre el 2015 y el 2021, dado que en el 2015 no estaba operando la refinería de Cartagena en su totalidad.
Q	Cantidad de energía consumida de combustibles	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	GE, EE, SE	SG, EI	TODOS LOS COMBUSTIBLES	2015	TJ	2,11e+05	1,23e+05	-41,7%	Este indicador se ha reducido producto del dinamismo del sector energético y por el aporte de las FNCER al SIN. Esta disminución se debió principalmente por el aumento de generación de las hidroeléctricas mayores de San Carlos, Sogamoso, Quimbo, Porce III, Guatapé Betania y Miel I, y en menor medida al incremento de generación por la entrada en operación de la planta de energía solar El paso y el aumento en la cogeneración con biomasa del Ingenio Risaralda

INDICADOR	NOMBRE INDICADOR	SUBSECTOR	LÍNEAS ESTRATÉGICAS*	TIPO DE INDICADOR**	DESAGREGACIONES	AÑO BASE	UNIDADES	LÍNEA BASE	ESTADO A 2021	VARIACIÓN	OBSERVACIONES
Q	Cantidad de energía consumida de combustibles	ZONAS NO INTERCONECTADAS	GE, EE, SE	SG, EI	TODOS LOS COMBUSTIBLES	2015	TJ	4,38e+03	4,90e+03	+11,9%	Entre 2015 y 2021, este indicador ha experimentado un incremento pese a que la generación de energía eléctrica por estas centrales ha disminuido; este comportamiento puede deberse a que las centrales térmicas han disminuido su eficiente térmica o a la metodología de cuantificación de los consumos de combustibles en las ZNI
W	Energía Eléctrica Generada	MINERÍA	GE, EE, SE	EI, EFNG	TODOS LOS TIPOS DE GENERACIÓN	2015	GWh	9,06e+00	1,05e+02	+1055,9%	Este indicador experimentó un crecimiento significativo debido a la implementación de plantas de autogeneración a gas natural en la extracción de ferroníquel. Es importante destacar que este indicador representa exclusivamente la actividad minera del ferroníquel, ya que hasta la fecha es el único sector minero del cual se pudo obtener dicha información.
					AUTOGENERACION GAS NATURAL	2015	GWh	9,06e+00	1,05e+02	+1055,9%	
W	Energía Eléctrica Generada	PETRÓLEO Y GAS	GE, EE, SE	EI, EFNG	TODOS LOS TIPOS DE GENERACIÓN	2016	GWh	4,19e+03	4,33e+03	+3,4%	En este subsector, se ha observado un crecimiento gradual hacia la autogeneración, con especial énfasis en la disminución de la autogeneración utilizando GAS LICUADO DE PETRÓLEO y PETRÓLEO, y el incremento de la autogeneración mediante energía SOLAR. Cabe mencionar que la información utilizada para calcular este indicador proviene exclusivamente de ECOPETROL S.A. y sus filiales en las áreas de upstream, midstream y downstream, ya que hasta la fecha es la única empresa con la cual se ha podido obtener dichos datos. Además, se estableció el año 2016 como el año base para este indicador y subsector, debido a la disponibilidad de información de ECOPETROL S.A. y sus filiales en dicho período.
					AUTOGENERACION GAS LICUADO DE PETRÓLEO	2016	GWh	1,57e+02	1,14e+02	-27,6%	
					AUTOGENERACIÓN GAS NATURAL	2016	GWh	2,73e+03	3,22e+03	+18%	
					AUTOGENERACIÓN PETRÓLEO	2016	GWh	1,30e+03	9,46e+02	-27,5%	
					AUTOGENERACIÓN SOLAR	2016	GWh	0,00e+00	5,46e+01	+54,6 GWh	
W	Energía Eléctrica Generada	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	GE, GD, EE, SE	EI, EFNG	TODOS LOS TIPOS DE GENERACIÓN	2015	GWh	6,56e+04	6,96e+04	+6,2%	Durante el período comprendido entre 2015 y 2021, la generación eléctrica ha experimentado un aumento en todos los tipos de fuentes, con excepción de los COGENERADORES a CARBÓN MINERAL y a GAS NATURAL, así como en las centrales térmicas que utilizan combustibles fósiles. Por otro lado, en cuanto al comportamiento de las FNCER, todas han incrementado su generación, con la excepción de las FNCER de energía eólica, que han experimentado una disminución en su operación debido a inconvenientes técnicos en uno de los parques eólicos del país (Jepirachi).
					AUTOG PEQ. ESCALA BIOGÁS	2015	GWh	0,00e+00	3,27e-01	+0,3 GWh	
					AUTOG PEQ. ESCALA BIOMASA	2015	GWh	0,00e+00	6,13e+00	+6,1 GWh	
					AUTOG PEQ. ESCALA CARBÓN MINERAL	2015	GWh	0,00e+00	0,00e+00	0 GWh	
					AUTOG PEQ. ESCALA GAS NATURAL	2015	GWh	0,00e+00	3,82e-02	0 GWh	
					AUTOGENERADOR BIOGÁS	2015	GWh	0,00e+00	3,10e+00	+3,1 GWh	
					AUTOGENERADOR BIOMASA	2015	GWh	0,00e+00	5,97e-01	+0,6 GWh	
					AUTOGENERADOR CARBÓN MINERAL	2015	GWh	0,00e+00	3,11e+01	+31,1 GWh	
					AUTOGENERADOR GAS NATURAL	2015	GWh	0,00e+00	9,55e+01	+95,5 GWh	
					AUTOGENERADOR HIDRÁULICA	2015	GWh	3,79e+01	2,00e+02	+426,6%	
					AUTOGENERADOR SOLAR	2015	GWh	0,00e+00	3,82e+01	+38,2 GWh	
					COGENERADOR BIOMASA	2015	GWh	5,14e+02	7,86e+02	+52,9%	

INDICADOR	NOMBRE INDICADOR	SUBSECTOR	LÍNEAS ESTRATÉGICAS*	TIPO DE INDICADOR**	DESAGREGACIONES	AÑO BASE	UNIDADES	LÍNEA BASE	ESTADO A 2021	VARIACIÓN	OBSERVACIONES
W	Energía Eléctrica Generada	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	GE, GD, EE, SE	EI, EFNG	COGENERADOR CARBON MINERAL	2015	GWh	1,05e+01	0,00e+00	-100%	Durante el período comprendido entre 2015 y 2021, la generación eléctrica ha experimentado un aumento en todos los tipos de fuentes, con excepción de los COGENERADORES a CARBÓN MINERAL y a GAS NATURAL, así como en las centrales térmicas que utilizan combustibles fósiles. Por otro lado, en cuanto al comportamiento de las FNCER, todas han incrementado su generación, con la excepción de las FNCER de energía eólica, que han experimentado una disminución en su operación debido a inconvenientes técnicos en uno de los parques eólicos del país (Jepirachi).
					COGENERADOR GAS NATURAL	2015	GWh	1,79e+00	4,08e-01	-77,2%	
					GEN. DISTRIBUIDA HIDRÁULICA	2015	GWh	4,71e+01	4,14e+01	-12,1%	
					NORMAL BIOGÁS	2015	GWh	0,00e+00	1,10e+00	+1,1 GWh	
					NORMAL BIOMASA	2015	GWh	0,00e+00	0,00e+00	0 GWh	
					NORMAL CARBON MINERAL	2015	GWh	6,24e+03	3,99e+03	-36,1%	
					NORMAL DIESEL OIL	2015	GWh	1,04e+03	1,18e+01	-98,9%	
					NORMAL FUEL OIL	2015	GWh	4,91e+02	1,53e+01	-96,9%	
					NORMAL GAS NATURAL	2015	GWh	1,34e+04	5,82e+03	-56,7%	
					NORMAL HIDRÁULICA	2015	GWh	4,36e+04	5,83e+04	+33,6%	
					NORMAL MIXED	2015	GWh	0,00e+00	0,00e+00	0 GWh	
					NORMAL QUEROSENE Y JET FUEL	2015	GWh	4,47e+01	0,00e+00	-100%	
					NORMAL SOLAR	2015	GWh	0,00e+00	2,75e+02	+275,1 GWh	
					NORMAL VIENTO	2015	GWh	6,84e+01	6,05e+01	-11,6%	
		ZONAS NO INTERCONECTADAS	GE, EE, SE	EI, EFNG	TODOS LOS TIPOS DE GENERACIÓN	2015	GWh	3,90e+02	3,99e+02	+2,3%	Entre los años 2015 y 2021, la generación eléctrica en las Zonas No Interconectadas (ZNI) experimentó un ligero aumento, siendo las FNCER las principales protagonistas de este crecimiento. Es importante señalar que la generación con DIESEL OIL fue el único tipo de fuente que disminuyó para el año 2021 en comparación con la línea base establecida. Es necesario mencionar que este análisis solo pudo realizarse en las ZNI que cuentan con telemetría, debido a la disponibilidad de información.
					TELEMETRÍA BIOMASA	2015	GWh	0,00e+00	9,73e+00	+9,7 GWh	
					TELEMETRÍA DIESEL OIL	2015	GWh	3,84e+02	3,57e+02	-7,1%	
					TELEMETRÍA HIDRÁULICA	2015	GWh	3,94e+00	1,70e+01	+332,1%	
					TELEMETRÍA SOLAR	2015	GWh	1,64e+00	1,50e+01	+818,6%	
CpInG	Capacidad Instalada de Generación eléctrica	MINERÍA	GE, EE, SE	EI	AUTOGENERACIÓN GAS NATURAL	2015	MW	1,80e+00	1,98e+01	+1000%	El indicador de autogeneración a gas natural en la extracción de ferroníquel ha experimentado un crecimiento significativo en el periodo analizado. Es relevante destacar que este indicador se aplica exclusivamente a la actividad minera del ferroníquel, ya que hasta la fecha es el único sector minero del cual se ha obtenido información al respecto. La instalación de plantas de autogeneración a gas natural ha sido el factor principal que ha impulsado este aumento en la generación eléctrica dentro de esta actividad minera específica.
CpInG	Capacidad Instalada de Generación eléctrica	PETRÓLEO Y GAS	GE, EE, SE	EI	AUTOGENERACIÓN BIOMASA	2016	MW	3,50e+01	0,00e+00	-35 MW	La información aquí provista para este indicador corresponde únicamente a la información suministrada por ECOPETROL S.A y filiales y dicha información está disponible desde el año 2016, razón por la cual se toma este año como año base. En términos generales se destaca el incremento de autogeneración con energía SOLAR a 83 MW y el descenso de la capacidad instalada de la autogeneración con GAS NATURAL y BIOMASA
					AUTOGENERACIÓN GAS NATURAL	2016	MW	8,29e+02	8,20e+02	-1,1%	
					AUTOGENERACIÓN PETRÓLEO	2016	MW	3,62e+02	4,17e+02	+13,2%	
					AUTOGENERACIÓN SOLAR	2016	MW	0,00e+00	8,30e+01	+83 MW	

INDICADOR	NOMBRE INDICADOR	SUBSECTOR	LÍNEAS ESTRATÉGICAS*	TIPO DE INDICADOR**	DESAGREGACIONES	AÑO BASE	UNIDADES	LÍNEA BASE	ESTADO A 2021	VARIACIÓN	OBSERVACIONES
CpInG	Capacidad Instalada de Generación eléctrica	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	GE, GD, EE, SE	EI, EFNG	AUTOG PEQ. ESCALA BIOGÁS	2015	MW	0,00e+00	5,00e-01	+0,5 MW	Entre 2015 y 2021, la mayoría de los recursos energéticos han experimentado un incremento en su capacidad instalada, con la excepción de aquellos que utilizan total o parcialmente combustibles líquidos. Es relevante destacar que tanto los COGENERADORES a CARBÓN MINERAL como los parques eólicos no registraron un crecimiento en su capacidad instalada en el SIN durante este período.
					AUTOG PEQ. ESCALA BIOMASA	2015	MW	0,00e+00	1,00e+00	+1 MW	
					AUTOG PEQ. ESCALA CARBÓN MINERAL	2015	MW	0,00e+00	0,00e+00	0 MW	
					AUTOG PEQ. ESCALA GAS NATURAL	2015	MW	0,00e+00	1,00e+00	+1 MW	
					AUTOG PEQ. ESCALA SOLAR	2015	MW	0,00e+00	7,66e-01	+0,8 MW	
					AUTOGENERADOR BIOGÁS	2015	MW	0,00e+00	6,60e+00	+6,6 MW	
					AUTOGENERADOR BIOMASA	2015	MW	0,00e+00	1,80e+00	+1,8 MW	
					AUTOGENERADOR CARBÓN MINERAL	2015	MW	0,00e+00	1,49e+01	+14,9 MW	
					AUTOGENERADOR GAS NATURAL	2015	MW	0,00e+00	6,97e+01	+69,7 MW	
					AUTOGENERADOR HIDRÁULICA	2015	MW	4,50e+00	4,12e+01	+815,6%	
					AUTOGENERADOR SOLAR	2015	MW	0,00e+00	4,76e+01	+47,6 MW	
					COGENERADOR BIOMASA	2015	MW	7,72e+01	1,94e+02	+151,7%	
					COGENERADOR CARBÓN MINERAL	2015	MW	9,40e+00	9,40e+00	0%	
					GEN. DISTRIBUIDA HIDRÁULICA	2015	MW	1,54e+01	1,70e+01	+10,8%	
					NORMAL BIOGÁS	2015	MW	0,00e+00	3,95e+00	+4 MW	
					NORMAL BIOMASA	2015	MW	0,00e+00	0,00e+00	0 MW	
					NORMAL CARBÓN MINERAL	2015	MW	1,34e+03	1,64e+03	+22,7%	
					NORMAL DIESEL OIL	2015	MW	1,25e+03	8,07e+02	-35,3%	
					NORMAL FUEL OIL	2015	MW	2,99e+02	2,72e+02	-9%	
					NORMAL GAS NATURAL	2015	MW	1,85e+03	2,65e+03	+43,1%	
					NORMAL HIDRÁULICA	2015	MW	1,15e+04	1,19e+04	+3,6%	
					NORMAL MIXED	2015	MW	2,76e+02	0,00e+00	-100%	
					NORMAL QUEROSENE Y JET FUEL	2015	MW	4,60e+01	4,40e+01	-4,3%	
					NORMAL SOLAR	2015	MW	0,00e+00	8,77e+01	+87,7 MW	
					NORMAL VIENTO	2015	MW	1,84e+01	1,84e+01	0%	

INDICADOR	NOMBRE INDICADOR	SUBSECTOR	LÍNEAS ESTRATÉGICAS*	TIPO DE INDICADOR**	DESAGREGACIONES	AÑO BASE	UNIDADES	LÍNEA BASE	ESTADO A 2021	VARIACIÓN	OBSERVACIONES
CpInG	Capacidad Instalada de Generación eléctrica	ZONAS NO INTERCONECTADAS	GE, EE, SE	EI, EFNG	SIN TELEMETRÍA DIESEL OIL	2017	MW	2,98e+01	2,61e+01	-12,5%	Para este indicador, se seleccionó el año 2017 como línea base debido a la falta de información disponible en años anteriores. Durante el período analizado, se observó un crecimiento en la capacidad instalada de generación, y las FNCER han tenido un papel destacado, especialmente las fuentes SOLAR y BIOMASA. Por otro lado, los recursos de generación basados en DIESEL OIL e HIDRÁULICA en las ZNI sin telemetría experimentaron una disminución, principalmente debido a la introducción de Telemetría en estas zonas, la hibridación de ZNI o el cierre de plantas diésel sin telemetría.
					SIN TELEMETRÍA HIDRÁULICA	2017	MW	6,00e-02	4,50e-02	-25%	
					SIN TELEMETRÍA SOLAR	2017	MW	3,75e-01	2,77e+00	+638%	
					TELEMETRÍA BIOMASA	2017	MW	2,00e-02	4,50e+00	+22400%	
					TELEMETRÍA DIESEL OIL	2017	MW	7,25e+01	1,10e+02	+52,1%	
					TELEMETRÍA HIDRÁULICA	2017	MW	2,00e+00	2,49e+00	+24,6%	
					TELEMETRÍA RSU	2017	MW	0,00e+00	1,00e+00	+1 MW	
					TELEMETRÍA SOLAR	2017	MW	7,05e-01	4,22e+00	+498,9%	
WMx	Matriz Energética de generación de energía	MINERÍA	EE, SE	EFNG	AUTOGENERACIÓN GAS NATURAL	2015	%	1,00e+02	1,00e+02	0%	Actualmente, el GAS NATURAL es el único recurso utilizado en la autogeneración para el sector minero de ferroníquel. Es importante destacar que este indicador únicamente representa la actividad minera del ferroníquel, ya que hasta la fecha es el único sector minero del cual se pudo obtener dicha información.
WMx	Matriz Energética de generación de energía	PETRÓLEO Y GAS	EE, SE	EFNG	AUTOGENERACIÓN GAS LICUADO DE PETRÓLEO	2016	%	3,76e+00	2,63e+00	-30%	En el sector de petróleo y gas, el GAS LICUADO DE PETRÓLEO y el PETRÓLEO han reducido su participación en la autogeneración de energía. Es relevante mencionar que la información utilizada para calcular este indicador proviene exclusivamente de ECOPETROL S.A. y sus filiales en las etapas de upstream, midstream y downstream.
					AUTOGENERACIÓN GAS NATURAL	2016	%	6,51e+01	7,43e+01	+14,1%	
					AUTOGENERACIÓN PETRÓLEO	2016	%	3,11e+01	2,18e+01	-29,9%	
					AUTOGENERACIÓN SOLAR	2016	%	0,00e+00	1,26e+00	+1,3 %	
WMx	Matriz Energética de generación de energía	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	GE, GD, EE, SE	EI, EFNG	AUTOG PEQ. ESCALA BIOGÁS	2015	%	0,00e+00	4,69e-04	0 %	Este indicador resalta el notable incremento en la participación de las grandes centrales hidroeléctricas, que pasaron de representar el 67% de la matriz energética a ocupar un 81,5% en 2021. Este aumento, combinado con el crecimiento en la contribución de autogeneradores hidráulicos y plantas de energía solar, ha llevado a una disminución en la participación de las centrales térmicas en la matriz. Por otro lado, los AGPE y la Generación distribuida, hasta la fecha, no han tenido un cambio significativo en la composición de la matriz energética del Sistema Interconectado Nacional (SIN).
					AUTOG PEQ. ESCALA BIOMASA	2015	%	0,00e+00	8,80e-03	0 %	
					AUTOG PEQ. ESCALA CARBÓN MINERAL	2015	%	0,00e+00	0,00e+00	0 %	
					AUTOG PEQ. ESCALA GAS NATURAL	2015	%	0,00e+00	5,48e-05	0 %	
					AUTOGENERADOR BIOGÁS	2015	%	0,00e+00	4,46e-03	0 %	
					AUTOGENERADOR BIOMASA	2015	%	0,00e+00	8,58e-04	0 %	
					AUTOGENERADOR CARBÓN MINERAL	2015	%	0,00e+00	4,46e-02	0 %	
					AUTOGENERADOR GAS NATURAL	2015	%	0,00e+00	1,37e-01	+0,1 %	

INDICADOR	NOMBRE INDICADOR	SUBSECTOR	LÍNEAS ESTRATÉGICAS*	TIPO DE INDICADOR**	DESAGREGACIONES	AÑO BASE	UNIDADES	LÍNEA BASE	ESTADO A 2021	VARIACIÓN	OBSERVACIONES
WMx	Matriz Energética de generación de energía	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	GE, GD, EE, SE	EI, EFNG	AUTOGENERADOR HIDRÁULICA	2015	%	5,78e-02	2,87e-01	+395,8%	Este indicador resalta el notable incremento en la participación de las grandes centrales hidroeléctricas, que pasaron de representar el 67% de la matriz energética a ocupar un 81,5% en 2021. Este aumento, combinado con el crecimiento en la contribución de autogeneradores hidráulicos y plantas de energía solar, ha llevado a una disminución en la participación de las centrales térmicas en la matriz. Por otro lado, los AGPE y la Generación distribuida, hasta la fecha, no han tenido un cambio significativo en la composición de la matriz energética del Sistema Interconectado Nacional (SIN).
					AUTOGENERADOR SOLAR	2015	%	0,00e+00	5,49e-02	+0,1 %	
					COGENERADOR BIOMASA	2015	%	7,84e-01	1,13e+00	+44%	
					COGENERADOR CARBON MINERAL	2015	%	1,61e-02	0,00e+00	-100%	
					COGENERADOR GAS NATURAL	2015	%	2,72e-03	5,86e-04	-78,5%	
					GEN. DISTRIBUIDA HIDRÁULICA	2015	%	7,18e-02	5,95e-02	-17,2%	
					NORMAL BIOGÁS	2015	%	0,00e+00	1,58e-03	0 %	
					NORMAL BIOMASA	2015	%	0,00e+00	0,00e+00	0 %	
					NORMAL CARBÓN MINERAL	2015	%	9,53e+00	5,73e+00	-39,9%	
					NORMAL DIESEL OIL	2015	%	1,59e+00	1,70e-02	-98,9%	
					NORMAL FUEL OIL	2015	%	7,48e-01	2,20e-02	-97,1%	
					NORMAL GAS NATURAL	2015	%	2,05e+01	8,36e+00	-59,3%	
					NORMAL HIDRÁULICA	2015	%	6,65e+01	8,37e+01	+25,8%	
					NORMAL MIXED	2015	%	0,00e+00	0,00e+00	0 %	
					NORMAL QUEROSENE Y JET FUEL	2015	%	6,82e-02	0,00e+00	-100%	
					NORMAL SOLAR	2015	%	0,00e+00	3,95e-01	+0,4 %	
					NORMAL VIENTO	2015	%	1,04e-01	8,68e-02	-16,8%	
WMx	Matriz Energética de generación de energía	ZONAS NO INTERCONECTADAS	GE, EE, SE	EI, EFNG	TELEMETRÍA BIOMASA	2015	%	0,00e+00	2,44e+00	+2,4 %	Para el año 2021, el aumento en la generación de FNCER en las ZNI ha resultado en una reducción significativa de la participación de la generación con plantas diésel, disminuyendo del 98,6% al 89,5% en las ZNI con telemetría. Sin embargo, debido a la falta de disponibilidad de información, este análisis no pudo llevarse a cabo en zonas sin telemetría.
					TELEMETRÍA DIESEL OIL	2015	%	9,86e+01	8,95e+01	-9,2%	
					TELEMETRÍA HIDRÁULICA	2015	%	1,01e+00	4,27e+00	+322,3%	
					TELEMETRÍA SOLAR	2015	%	4,20e-01	3,77e+00	+797,6%	
DCdEE	Demanda Comercial de Energía Eléctrica	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	GD	EI	TODOS LOS TIPOS DE CONSUMO	2015	GWh/h	7,58e+00	8,44e+00	+11,3%	La Demanda Comercial de energía eléctrica ha crecido los últimos años 11%, en el cual la demanda del sector REGULADO fue la que más rápido creció.
					CONSUMOS	2015	GWh/h	8,85e-02	4,21e-02	-52,5%	
					NO REGULADO	2015	GWh/h	2,41e+00	2,63e+00	+8,8%	
					REGULADO	2015	GWh/h	5,08e+00	5,77e+00	+13,6%	

INDICADOR	NOMBRE INDICADOR	SUBSECTOR	LÍNEAS ESTRATÉGICAS*	TIPO DE INDICADOR**	DESAGREGACIONES	AÑO BASE	UNIDADES	LÍNEA BASE	ESTADO A 2021	VARIACIÓN	OBSERVACIONES
DIEEP	Demanda Interna de Energía Eléctrica en Procesos	MINERÍA	EE, SE	EI	MINERÍA DE CARBÓN DEMANDA DEL SIN	2015	GWh	4,03e+02	2,62e+02	-35%	La minería de carbón redujo su demanda del SIN principalmente debido a la disminución en la producción de carbón que se ha evidenciado desde el año 2020. Por otro lado, la demanda del SIN en la minería de otros minerales también ha disminuido, principalmente por la implementación de plantas de autogeneración de gas natural en la minería de ferroníquel. Además, el aporte de otros minerales, en comparación con el ferroníquel, es muy bajo, lo que también influye en esta reducción de la demanda.
					MINERÍA DE OTROS MINERALES AUTOG-GAS NATURAL	2015	GWh	9,06e+00	1,05e+02	+1055,9%	
					MINERÍA DE OTROS MINERALES DEMANDA DEL SIN	2015	GWh	1,36e+03	1,25e+03	-8%	
DIEEP	Demanda Interna de Energía Eléctrica en Procesos	PETRÓLEO Y GAS	EE, SE	EI	DOWNSTREAM AUTOG-GAS NATURAL	2016	GWh	1,60e+03	1,51e+03	-5,4%	Los datos de demanda del Sistema Interconectado Nacional (SIN) se obtuvieron de XM, mientras que la información sobre la demanda satisfecha por autogeneración proviene de ECOPETROL S.A. y filiales en los sectores de upstream, midstream y downstream. El año base para este subsector fue establecido en 2016 debido a la disponibilidad de información en autogeneración. En el sector downstream, la demanda del SIN aumentó en 7.4 GWh entre 2016 y 2021, mientras que su demanda satisfecha con autogeneración disminuyó en 90 GWh, lo que indica una reducción en el consumo de electricidad por parte de downstream hacia el año 2021. En el sector midstream, la demanda del SIN es la fuente predominante de energía eléctrica, seguida de la autogeneración con petróleo, la cual tendió a disminuir entre 2016 y 2021. Por su parte, el sector upstream aumentó su demanda del SIN y de la autogeneración con gas natural y energía solar, mientras que disminuyó su demanda de energía proveniente de la autogeneración de Gas Licuado de Petróleo (GLP) y petróleo.
					DOWNSTREAM AUTOG-GLP	2016	GWh	0,00e+00	0,00e+00	0 GWh	
					DOWNSTREAM AUTOG-PETRÓLEO	2016	GWh	0,00e+00	0,00e+00	0 GWh	
					DOWNSTREAM AUTOG-SOLAR	2016	GWh	0,00e+00	0,00e+00	0 GWh	
					DOWNSTREAM DEMANDA DEL SIN	2016	GWh	1,60e+01	2,34e+01	+46,7%	
					MIDSTREAM AUTOG-GAS NATURAL	2016	GWh	0,00e+00	0,00e+00	0 GWh	
					MIDSTREAM AUTOG-GLP	2016	GWh	0,00e+00	0,00e+00	0 GWh	
					MIDSTREAM AUTOG-PETRÓLEO	2016	GWh	7,77e+01	4,80e+00	-93,8%	
					MIDSTREAM AUTOG-SOLAR	2016	GWh	0,00e+00	0,00e+00	0 GWh	
					MIDSTREAM DEMANDA DEL SIN	2016	GWh	1,85e+02	1,99e+02	+7,8%	
					UPSTREAM AUTOG-GAS NATURAL	2016	GWh	1,13e+03	1,70e+03	+51,2%	
					UPSTREAM AUTOG-GLP	2016	GWh	1,57e+02	1,14e+02	-27,6%	
					UPSTREAM A UTOG-PETRÓLEO	2016	GWh	1,23e+03	9,41e+02	-23,3%	
					UPSTREAM AUTOG-SOLAR	2016	GWh	0,00e+00	5,46e+01	+54,6 GWh	
					UPSTREAM DEMANDA DEL SIN	2016	GWh	2,73e+03	3,72e+03	+36,3%	
PMxD	Promedio de Picos Máximos diarios de Demanda de Energía Eléctrica	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	GD	EI	TODOS LOS TIPOS DE CONSUMO	2015	GWh/h	9,13e+00	9,71e+00	+6,4%	En general, los picos diarios de demanda han experimentado un incremento similar tanto en el mercado REGULADO como en el NO REGULADO de alrededor de 7%.
					CONSUMOS	2015	GWh/h	1,80e-01	6,91e-02	-61,6%	
					NO REGULADO	2015	GWh/h	2,63e+00	2,82e+00	+7,4%	
					REGULADO	2015	GWh/h	6,38e+00	6,87e+00	+7,8%	

INDICADOR	NOMBRE INDICADOR	SUBSECTOR	LÍNEAS ESTRATÉGICAS*	TIPO DE INDICADOR**	DESAGREGACIONES	AÑO BASE	UNIDADES	LÍNEA BASE	ESTADO A 2021	VARIACIÓN	OBSERVACIONES
PMnD	Promedio de Valores Mínimos Diarios de Demanda Comercial de Energía Eléctrica	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	GD	EI	TODOS LOS TIPOS DE CONSUMO	2015	GWh/h	5,94e+00	6,89e+00	+15,9%	En términos generales, los valores mínimos de demanda han experimentado un incremento tanto en el mercado REGULADO como en el NO REGULADO entre el 10% y el 20%.
					CONSUMOS	2015	GWh/h	4,08e-02	1,32e-02	-67,7%	
					NO REGULADO	2015	GWh/h	2,16e+00	2,39e+00	+10,8%	
					REGULADO	2015	GWh/h	3,60e+00	4,32e+00	+20%	
PMgD	Promedio de Magnitud del pico diario de Demanda Comercial de Energía Eléctrica	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	GD	EI	TODOS LOS TIPOS DE CONSUMO	2015	GWh/h	3,18e+00	2,82e+00	-11,4%	La magnitud de los picos diarios de demanda ha disminuido en todos los tipos de demanda, pero es importante destacar que esta reducción puede atribuirse más a los cambios en los hábitos de consumo que a las medidas establecidas en la gestión de la demanda.
					CONSUMOS	2015	GWh/h	1,39e-01	5,59e-02	-59,9%	
					NO REGULADO	2015	GWh/h	4,65e-01	4,27e-01	-8,2%	
					REGULADO	2015	GWh/h	2,78e+00	2,55e+00	-8,1%	
PDsD	Promedio de Desviación estándar diaria de Demanda Comercial de Energía Eléctrica	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	GD	EI	TODOS LOS TIPOS DE CONSUMO	2015	GWh/h	1,02e+00	9,63e-01	-5,6%	La desviación estándar de demanda ha disminuido en todos los tipos de demanda, pero es importante destacar que esta reducción puede atribuirse más a los cambios en los hábitos de consumo que a las medidas establecidas en la gestión de la demanda. No obstante, se destaca que los cambios fueron más significativos para el mercado NO REGULADO.
					CONSUMOS	2015	GWh/h	4,32e-02	1,68e-02	-61,2%	
					NO REGULADO	2015	GWh/h	1,35e-01	1,12e-01	-17%	
					REGULADO	2015	GWh/h	8,99e-01	8,91e-01	-0,9%	
EMx	Matriz Energética de consumo de energía	MINERIA	SE	EFNG	EXTRACCIÓN DE AGREGADOS PÉTREOS DEMANDA DEL SIN	2015	%	6,18e+00	2,38e+01	+285,1%	En la extracción de agregados pétreos, el uso de DIESEL BX se ha disminuido en el entre 2015 y 2021. Por otro lado, en la extracción de carbón, el uso de GAS NATURAL y GASOLINA MOTOR ha aumentado su participación en la matriz energética, pero el DIESEL OIL sigue siendo el de mayor consumo de energía. En el caso de la extracción de ferroníquel, la participación del consumo de GAS NATURAL se incrementó debido a la instalación de plantas de autogeneración a gas natural, lo que acentúa este energético como el de mayor uso en este tipo de minería.
					EXTRACCIÓN DE AGREGADOS PÉTREOS DIESEL BX	2015	%	9,38e+01	6,17e+01	-34,2%	
					EXTRACCIÓN DE AGREGADOS PÉTREOS GASOLINA MOTOR	2015	%	0,00e+00	1,45e+01	+14,5 %	
					EXTRACCIÓN DE CARBÓN DEMANDA DEL SIN	2015	%	3,99e+00	4,33e+00	+8,4%	
					EXTRACCIÓN DE CARBÓN DIESEL OIL	2015	%	8,52e+01	7,79e+01	-8,6%	
					EXTRACCIÓN DE CARBÓN GAS NATURAL	2015	%	1,02e+01	1,70e+01	+67,3%	
					EXTRACCIÓN DE CARBÓN GASOLINA MOTOR	2015	%	6,51e-01	7,52e-01	+15,6%	
					EXTRACCIÓN DE CARBÓN QUEROSENE Y JET FUEL	2015	%	0,00e+00	4,62e-02	+0,05%	
					EXTRACCIÓN DE NÍQUEL DEMANDA DEL SIN	2015	%	4,42e+01	3,74e+01	-15,4%	
					EXTRACCIÓN DE NÍQUEL DIESEL BX	2015	%	4,86e+00	3,93e+00	-19,2%	
					EXTRACCIÓN DE NÍQUEL GAS NATURAL	2015	%	5,08e+01	5,87e+01	+15,5%	
					EXTRACCIÓN DE NÍQUEL GASOLINA EX	2015	%	1,07e-01	1,70e-03	-98,4%	

INDICADOR	NOMBRE INDICADOR	SUBSECTOR	LÍNEAS ESTRATÉGICAS*	TIPO DE INDICADOR**	DESAGREGACIONES	AÑO BASE	UNIDADES	LÍNEA BASE	ESTADO A 2021	VARIACIÓN	OBSERVACIONES
EMx	Matriz Energética de consumo de energía	PETRÓLEO Y GAS	SE	EFNG	EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL AUTOG-SOLAR	2016	%	0,00e+00	2,59e-01	+0,3 %	En la extracción de petróleo y gas natural, se destaca el incremento de energía tomada del SIN y el aumento en la demanda satisfecha con autogeneración con energía SOLAR y el descenso de la participación de combustibles líquidos. Para esta parte de la cadena de productiva de hidrocarburos, aún sigue siendo predominante el uso mayoritario de GAS NATURAL Por otro lado, en la refinación de petróleo, se ha disminuido la participación del GAS DE REFINERÍA y un incremento en el uso de GAS NATURAL y OFF GAS; en la refinación de petróleo, el consumo de GAS DE REFINERÍA sigue siendo predominante Finalmente, en el transporte de hidrocarburos por oleoductos y gasoductos se ha reducido sustancialmente la participación del consumo de PETRÓLEO y ha aumentado la participación de combustibles menos carbono intensivos como el GAS NATURAL, siendo este último el energético más empleado en esta actividad.
					EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL DEMANDA DEL SIN	2016	%	1,04e+01	1,76e+01	+70%	
					EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL DIESEL OIL	2016	%	1,50e+01	1,47e+01	-1,9%	
					EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL GAS LICUADO DE PETRÓLEO	2016	%	1,32e+00	1,36e+00	+2,8%	
					EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL GAS NATURAL	2016	%	6,03e+01	5,32e+01	-11,7%	
					EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL PETRÓLEO	2016	%	1,30e+01	1,28e+01	-1,9%	
					REFINACIÓN DE PETRÓLEO AUTOG-SOLAR	2016	%	0,00e+00	0,00e+00	0 %	
					REFINACIÓN DE PETRÓLEO DEMANDA DEL SIN	2016	%	1,10e-01	1,28e-01	+16,7%	
					REFINACIÓN DE PETRÓLEO DIESEL OIL	2016	%	8,20e-03	1,57e-02	+91,4%	
					REFINACIÓN DE PETRÓLEO FUEL OIL	2016	%	0,00e+00	0,00e+00	0 %	
					REFINACIÓN DE PETRÓLEO GAS DE REFINERÍA	2016	%	8,65e+01	6,89e+01	-20,3%	
					REFINACIÓN DE PETRÓLEO GAS NATURAL	2016	%	1,17e+01	2,13e+01	+82,2%	
					REFINACIÓN DE PETRÓLEO OFF GAS	2016	%	1,72e+00	9,60e+00	+457,3%	
					TRANSPORTE POR OLEODUCTOS Y GASODUCTOS AUTOG-SOLAR	2016	%	0,00e+00	0,00e+00	0 %	
					TRANSPORTE POR OLEODUCTOS Y GASODUCTOS DEMANDA DEL SIN	2016	%	3,91e+00	4,99e+00	+27,6%	
					TRANSPORTE POR OLEODUCTOS Y GASODUCTOS DIESEL OIL	2016	%	2,34e+00	6,20e+00	+164,9%	
					TRANSPORTE POR OLEODUCTOS Y GASODUCTOS GAS NATURAL	2016	%	6,71e+01	7,10e+01	+5,8%	
					TRANSPORTE POR OLEODUCTOS Y GASODUCTOS PETRÓLEO	2016	%	2,67e+01	1,78e+01	-33,2%	

INDICADOR	NOMBRE INDICADOR	SUBSECTOR	LÍNEAS ESTRATÉGICAS*	TIPO DE INDICADOR**	DESAGREGACIONES	AÑO BASE	UNIDADES	LÍNEA BASE	ESTADO A 2021	VARIACIÓN	OBSERVACIONES
HtRt	Heat Rate	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	EE	EI	CARBÓN MINERAL	2015	BTU/kWh	1,33e+04	1,02e+04	-23,3%	El Heat Rate es un indicador de eficiencia energética en centrales eléctricas. Cuanto más alto sea el valor del Heat Rate, más ineficiente es el recurso utilizado para generar electricidad. Según esta definición, las únicas centrales que mejoraron este indicador fueron las Centrales térmicas a CARBÓN MINERAL. Sin embargo, las centrales térmicas a DIESEL OIL son más eficientes que las de carbón, ya que presentan valores más bajos del Heat Rate.
					DIESEL OIL	2015	BTU/kWh	7,43e+03	8,65e+03	+16,5%	
					FUEL OIL	2015	BTU/kWh	1,35e+04	1,49e+04	+10,4%	
					GAS NATURAL	2015	BTU/kWh	8,44e+03	1,28e+04	+51,5%	
					QUEROSENE Y JET FUEL	2015	BTU/kWh	9,45e+03	-	-	
HtRt	Heat Rate	ZONAS NO INTERCONECTADAS	EE	EI	DIESEL OIL	2015	BTU/kWh	1,08e+04	1,30e+04	+20,4%	El valor de este indicador refleja una disminución en la eficiencia de las plantas diésel en las ZNI. No obstante, es importante señalar que estos valores podrían estar sobreestimados debido a que los consumos de combustible están registrados para ZNI con y sin telemetría, mientras que la generación solo se encuentra reportada para ZNI con telemetría. Esta disparidad en la información puede afectar la precisión de los resultados obtenidos.
FcUt	Factor de Utilización de las unidades de generación eléctrica	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	EE	EI	BIOGÁS	2015	%	0,00e+00	4,68e+00	+4,7%	Este indicador muestra una disminución en la utilización de las centrales térmicas, a la vez que ha aumentado el uso de fuentes basadas en energía hidráulica y solar.
					BIOMASA	2015	%	1,0e+02	5,61e+01	-45,2%	
					CARBÓN MINERAL	2015	%	6,55e+01	2,77e+01	-57,7%	
					DIESEL OIL	2015	%	1,06e+01	1,66e-01	-98,4%	
					FUEL OIL	2015	%	1,89e+01	6,52e-01	-96,5%	
					GAS NATURAL	2015	%	5,98e+01	2,21e+01	-63%	
					HIDRÁULICA	2015	%	4,53e+01	5,59e+01	+23,4%	
					MIXED	2015	%	0,00e+00	0,00e+00	0 %	
					QUEROSENE Y JET FUEL	2015	%	1,06e+01	0,00e+00	-100%	
					SOLAR	2015	%	0,00e+00	3,48e+01	+34,8%	
					VIENTO	2015	%	4,24e+01	3,75e+01	-11,6%	
FcUt	Factor de Utilización de las unidades de generación eléctrica	ZONAS NO INTERCONECTADAS	EE	EI	BIOMASA	2017	%	1,71e+01	2,46e+01	+43,5%	En las ZNI, se ha incrementado el factor de utilización de la BIOMASA y de la energía HIDRÁULICA, mientras que se ha disminuido la utilización de la energía solar. Aunque en términos de generación la energía solar ha crecido, la magnitud de la capacidad instalada para este tipo de fuentes indica un mayor potencial de entrega de energía en cada una de las ZNI. La línea base para este subsector se estableció en 2017 debido a la disponibilidad de información confiable sobre la capacidad instalada de generación eléctrica en las ZNI hasta ese año. Este indicador no pudo ser calculado para la generación con RSU ya que no se cuenta con información específica de generación de energía eléctrica para este tipo de fuente.
					DIESEL OIL	2017	%	1,80e+01	1,54e+01	-14,4%	
					HIDRÁULICA	2017	%	2,13e+01	4,15e+01	+94,8%	
					RSU	2017	%	0,00e+00	0,00e+00	0 %	
					SOLAR	2017	%	1,93e+01	6,99e+00	-63,7%	
Eft	Eficiencia en las Centrales Térmicas	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	EE	EI	CARBÓN MINERAL	2015	%	2,57e+01	3,35e+01	+30,4%	Las Centrales térmicas a CARBÓN MINERAL fueron las únicas que mejoraron este indicador. Sin embargo, las térmicas a DIESEL OIL son más eficientes que las de carbón.
					DIESEL OIL	2015	%	4,59e+01	3,95e+01	-14,1%	
					FUEL OIL	2015	%	2,53e+01	2,29e+01	-9,4%	
					GAS NATURAL	2015	%	4,04e+01	2,67e+01	-34%	
					QUEROSENE Y JET FUEL	2015	%	3,61e+01	-	-	
Eft	Eficiencia en las Centrales Térmicas	ZONAS NO INTERCONECTADAS	EE	EI	DIESEL OIL	2015	%	3,16e+01	2,62e+01	-17%	El valor de este indicador indica una disminución en la eficiencia de las plantas diésel en las ZNI. Sin embargo, es importante tener en cuenta que los valores pueden estar sobreestimados debido a que los consumos de combustible están reportados para ZNI con y sin telemetría, mientras que la generación está registrada únicamente para ZNI con telemetría.

INDICADOR	NOMBRE INDICADOR	SUBSECTOR	LÍNEAS ESTRATÉGICAS*	TIPO DE INDICADOR**	DESAGREGACIONES	AÑO BASE	UNIDADES	LÍNEA BASE	ESTADO A 2021	VARIACIÓN	OBSERVACIONES
EfPD	Eficiencia de Producción basada en la demanda de energía eléctrica	MINERÍA	EE, SE	EI	MINERIA DE CARBON EXTRACCION DE CARBON	2015	kWh/t	4,66e+00	4,44e+00	-4,9%	El indicador aumentó considerablemente en la minería de carbón, mientras que en la minería de otros minerales aumentó levemente. Por otro lado, en el caso de la extracción de ferroníquel, este indicador se mejoró en aproximadamente un 6%.
					MINERÍA DE OTROS MINERALES EXTRACCIÓN DE AGREGADOS PÉTREOS	2015	kWh/m3	1,50e+00	2,79e+00	+85,7%	
					MINERÍA DE OTROS MINERALES EXTRACCIÓN DE NÍQUEL	2015	kWh/t	3,67e+04	3,43e+04	-6,4%	
EfPD	Eficiencia de Producción basada en la demanda de energía eléctrica	PETRÓLEO Y GAS	EE, SE	EI	DOWNSTREAM REFINACIÓN DE PETRÓLEO	2016	kWh/kbl	1,34e+04	1,19e+04	-10,9%	El consumo de energía eléctrica por KBOE de hidrocarburos producidos, refinados o transportados mejoró en Downstream y Midstream, mientras que en Upstream aumentó este indicador.
					MIDSTREAM TRANSPORTE POR OLEODUCTOS Y GASODUCTOS	2016	kWh/KBOE	7,83e+02	6,73e+02	-14%	
					UPSTREAM EXTRACCION DE PETROLEO Y GAS NATURAL	2016	kWh/KBOE	1,31e+04	1,88e+04	+43,9%	
EfPQ	Eficiencia de Producción basada en la demanda de energía de combustibles	MINERÍA	EE	EI	MINERIA DE CARBON EXTRACCION DE CARBON	2015	TJ/kt	4,04e-01	3,53e-01	-12,6%	La extracción de carbón fue el único sector de extracción minera que mejoró este indicador, mientras que en el caso de ferroníquel, el aumento se debió principalmente al incremento del consumo de gas natural para satisfacer sus plantas de autogeneración.
					MINERÍA DE OTROS MINERALES EXTRACCIÓN DE AGREGADOS PÉTREOS	2015	TJ/1E3 m3	8,22e-02	3,22e-02	-60,9%	
					MINERÍA DE OTROS MINERALES EXTRACCIÓN DE NÍQUEL	2015	TJ/kt	1,66e+02	1,91e+02	+15,1%	
EfPQ	Eficiencia de Producción basada en la demanda de energía de combustibles	PETRÓLEO Y GAS	EE	EI	DOWNSTREAM REFINACIÓN DE PETRÓLEO	2016	TJ/KBOE	4,34e-01	5,11e-01	+17,7%	El consumo de energía de combustibles por KBOE de hidrocarburos producidos, refinados o transportados mejoró en Upstream y Midstream, mientras que en Downstream aumentó este indicador. Se debe mencionar que en el caso del upstream, los valores de consumos energéticos empleados son proyecciones de estudios de la UPME y pueda que no reflejen adecuadamente el comportamiento de este indicador en esta parte de la cadena productiva del petróleo
					MIDSTREAM TRANSPORTE POR OLEODUCTOS Y GASODUCTOS	2016	TJ/KBOE	4,88e-02	4,51e-02	-7,5%	
					UPSTREAM EXTRACCION DE PETROLEO Y GAS NATURAL	2016	TJ/KBOE	2,12e-01	1,80e-01	-15,2%	
EfPT	Eficiencia de Producción basada en la demanda total de energía	MINERÍA	EE, SE	EI	MINERÍA DE CARBÓN EXTRACCIÓN DE CARBÓN	2015	TJ/kt	4,21e-01	3,69e-01	-12,3%	El carbón mostró una mejora de aproximadamente un 12% en términos generales de requerimiento energético por unidad de producción, mientras que la extracción de ferroníquel aumentó ligeramente su consumo energético por kt de níquel producido. Por otro lado, en el caso de agregados pétreos, este indicador se redujo entre el 2015 y el 2021.
					MINERÍA DE OTROS MINERALES EXTRACCIÓN DE AGREGADOS PÉTREOS	2015	TJ/1E3 m3	8,76e-02	4,22e-02	-51,8%	
					MINERÍA DE OTROS MINERALES EXTRAC- CION DE NÍQUEL	2015	TJ/kt	2,97e+02	3,04e+02	+2,5%	

INDICADOR	NOMBRE INDICADOR	SUBSECTOR	LÍNEAS ESTRATÉGICAS*	TIPO DE INDICADOR**	DESAGREGACIONES	AÑO BASE	UNIDADES	LÍNEA BASE	ESTADO A 2021	VARIACIÓN	OBSERVACIONES
EfPT	Eficiencia de Producción basada en la demanda total de energía	PETRÓLEO Y GAS	EE, SE	EI	DOWNSTREAM REFINACIÓN DE PETRÓLEO	2016	TJ/KBOE	4,34e-01	5,11e-01	+17,7%	Este indicador tuvo un comportamiento similar al expuesto en el indicador EfPQ para PETRÓLEO Y GAS, ya que en este sector predomina el uso de combustibles por encima del uso de energía eléctrica
					MIDSTREAM TRANSPORTE POR OLEODUCTOS Y GASODUCTOS	2016	TJ/KBOE	5,08e-02	4,75e-02	-6,5%	
					UPSTREAM EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL	2016	TJ/KBOE	2,36e-01	2,19e-01	-7,5%	
CnCSF	Cantidad de energía consumida de combustibles fósiles sustituida por uso de FNCE	PETRÓLEO Y GAS	GE, EE	EI	AUTOGENERACIÓN	2015	TJ	0,00e+00	6,73e+02	+672,7 TJ	El comportamiento de este indicador se basa únicamente en la información proporcionada por ECOPETROL y filiales, quienes brindaron datos para su estimación. Se destaca que las plantas de autogeneración con energía solar en upstream han logrado sustituir aproximadamente 670 TJ de combustibles fósiles.
CnCSF	Cantidad de energía consumida de combustibles fósiles sustituida por uso de FNCE	SISTEMA NTERCONECTADO NACIONAL	GE, EE	EI	AUTOG PEQ. ESCALA	2015	TJ	0,00e+00	7,96e+01	+79,6 TJ	Las fuentes de COGENERADORES son las que han logrado reducir en mayor medida el consumo de combustibles fósiles. Además, se destaca el crecimiento sostenido de las FNCER en los autogeneradores y en la clasificación NORMAL de XM.
					AUTOGENERADOR	2015	TJ	3,93e+02	2,98e+03	+657,4%	
					COGENERADOR	2015	TJ	5,33e+03	9,68e+03	+81,8%	
					GEN. DISTRIBUIDA	2015	TJ	4,88e+02	5,10e+02	+4,5%	
					NORMAL	2015	TJ	7,09e+02	4,15e+03	+485,3%	
CnCSF	Cantidad de energía consumida de combustibles fósiles sustituida por uso de FNCE	ZONAS NO INTERCONECTADAS	GE, EE	EI	TELEMETRÍA	2015	TJ	6,26e+01	5,13e+02	+719,6%	A través de la incorporación principalmente de plantas de Biomasa y paneles solares, las ZNI lograron sustituir aproximadamente 500 TJ de combustibles fósiles para el año 2021.
CnCFP	Consumo de energético de combustible fósil sustituido por cambios tecnológicos en transporte, procesos de calor y maquinaria pesada		SE	EI		2015		-	-	-	Este indicador no ha podido ser calculado a la fecha por falta de información.
PRGU	Potencial Real de Generación por Usuario atendido	ZONAS NO INTERCONECTADAS	GE	EI	FNCER BIOMASA	2017	kW/hab	-	-	-	Los sistemas híbridos han mostrado los mayores valores de este indicador, los cuales se han incrementado entre el 2017 y el 2021. Esta mejora está directamente relacionada con el avance en la cobertura y las condiciones en las ZNI.
					FNCER HIDRAULICA	2017	kW/hab	0,00e+00	6,29e-01	+0,6 kW/hab	
					FNCER SOLAR	2017	kW/hab	3,57e-01	1,94e-01	-45,7%	
					HÍBRIDO DIESEL OIL/ AGUA	2017	kW/hab	2,26e+00	2,54e+00	+12,3%	
					HÍBRIDO DIESEL OIL/ BIOMASA	2017	kW/hab	2,35e+00	2,94e+00	+24,8%	
					HÍBRIDO DIESEL OIL/ RSU	2017	kW/hab	0,00e+00	4,12e+00	+4,1 kW/hab	
					HÍBRIDO DIESEL OIL/ SOLAR	2017	kW/hab	1,98e+00	1,72e+00	-13,3%	
					PLANTAS DIESEL DIESEL OIL	2017	kW/hab	7,67e-01	9,14e-01	+19,1%	

INDICADOR	NOMBRE INDICADOR	SUBSECTOR	LÍNEAS ESTRATÉGICAS*	TIPO DE INDICADOR**	DESAGREGACIONES	AÑO BASE	UNIDADES	LÍNEA BASE	ESTADO A 2021	VARIACIÓN	OBSERVACIONES
PryHb	Cantidad de Proyectos Híbridos implementados en las ZNI	ZONAS NO INTERCONECTADAS	GE	EI	HÍBRIDO DIESEL OIL/ AGUA	2017	número	7,00e+00	5,00e+00	-28,6%	Este indicador refleja el aumento de sistemas híbridos entre 2017 y 2021, destacándose la incorporación de una planta que utiliza Residuos Sólidos Urbanos (RSU) para complementar las plantas Diesel en la isla de San Andrés, y la adición de una planta de biomasa en Puerto Carreño.
					HÍBRIDO DIESEL OIL/ BIOMASA	2017	número	1,00e+00	2,00e+00	+100%	
					HÍBRIDO DIESEL OIL/RSU	2017	número	0,00e+00	1,00e+00	+1 número	
					HÍBRIDO DIESEL OIL/ SOLAR	2017	número	1,20e+01	1,90e+01	+58,3%	
CbZNI	Usuarios atendidos en las ZNI	ZONAS NO INTERCONECTADAS	GE	EI	FNCER BIOMASA	2017	usuarios	0,00e+00	0,00e+00	0 usuarios	El aumento de las FNCER y los sistemas híbridos ha permitido atender a una mayor cantidad de usuarios en ZNI, mientras que las plantas exclusivamente a diésel han experimentado una reducción en la cantidad de usuarios debido a la migración hacia sistemas híbridos o al cierre de plantas Diesel en estas zonas.
					FNCER HIDRAULICA	2017	usuarios	0,00e+00	7,15e+02	+715 usuarios	
					FNCER SOLAR	2017	usuarios	2,06e+03	2,75e+04	+1235,7%	
					HÍBRIDO DIESEL OIL/ AGUA	2017	usuarios	5,04e+03	5,50e+03	+9,1%	
					HÍBRIDO DIESEL OIL/ BIOMASA	2017	usuarios	1,70e+01	5,44e+03	+31911,8%	
					HÍBRIDO DIESEL OIL/RSU	2017	usuarios	0,00e+00	2,10e+04	+21006 usuarios	
					HÍBRIDO DIESEL OIL/ SOLAR	2017	usuarios	1,83e+03	1,10e+04	+502,1%	
					PLANTAS DIESEL DIESEL OIL	2017	usuarios	1,98e+05	1,57e+05	-20,7%	
Soln	Cantidad de Soluciones individuales	ZONAS NO INTERCONECTADAS	GE	SG	FNCER HIDRAULICA	2017	número	0,00e+00	2,00e+00	+2 número	Las soluciones individuales crecieron mayoritariamente para las FNCER de energía SOLAR.
					FNCER SOLAR	2017	número	2,10e+01	1,20e+02	+471,4%	
					HÍBRIDO DIESEL OIL/ AGUA	2017	número	7,00e+00	5,00e+00	-28,6%	
					HÍBRIDO DIESEL OIL/ BIOMASA	2017	número	1,00e+00	2,00e+00	+100%	
					HÍBRIDO DIESEL OIL/RSU	2017	número	0,00e+00	1,00e+00	+1 número	
					HÍBRIDO DIESEL OIL/ SOLAR	2017	número	1,20e+01	1,90e+01	+58,3%	
UndGn	Unidades de Generación en Centrales Térmicas	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	GE	EI	CARBÓN MINERAL	2015	Unidades	1,30e+01	1,40e+01	+7,7%	Durante el periodo comprendido entre 2015 y 2021, el número de unidades de generación a CARBÓN MINERAL aumentó de 13 a 14, mientras que las unidades de generación a GAS NATURAL pasaron de 21 a 23. Es importante mencionar que las unidades de generación operadas con combustibles líquidos han experimentado una reducción significativa durante este periodo
					DIESEL OIL	2015	Unidades	8,00e+00	4,00e+00	-50%	
					FUEL OIL	2015	Unidades	5,00e+00	2,00e+00	-60%	
					GAS NATURAL	2015	Unidades	2,10e+01	2,30e+01	+9,5%	
					QUEROSENE Y JET FUEL	2015	Unidades	2,00e+00	0,00e+00	-100%	
ScPR	Cantidad de Socializaciones del PROURE		EE	SG		2015		-	-	-	Este indicador no ha podido ser calculado a la fecha por falta de información.
ESGE	Cantidad de Empresas con Sistemas de Gestión Energética		EE	SG		2015		-	-	-	Este indicador no ha podido ser calculado a la fecha por falta de información.

INDICADOR	NOMBRE INDICADOR	SUBSECTOR	LÍNEAS ESTRATÉGICAS*	TIPO DE INDICADOR**	DESAGREGACIONES	AÑO BASE	UNIDADES	LÍNEA BASE	ESTADO A 2021	VARIACIÓN	OBSERVACIONES
InPr	Indicadores de Precios de generación	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	GE, GD	EFNG	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL MÁXIMO PRECIO DE OFERTA	2015	\$COP/kWh	4,36e+02	1,72e+02	-60,5%	Durante el periodo entre la línea base y el año 2021, la mayoría de los indicadores de precios han experimentado un aumento, excepto los precios máximos de oferta y el precio de bolsa ponderado, los cuales han mostrado una reducción.
					SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL PRECIO AL CONSUMIDOR FINAL	2016	\$COP/kWh	4,89e+02	6,29e+02	+28,7%	
					SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL PRECIO DE BOLSA PONDERADO	2015	\$COP/kWh	2,29e+02	1,51e+02	-33,8%	
					SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL PRECIO DE ESCASEZ	2015	\$COP/kWh	3,30e+02	6,27e+02	+89,9%	
					SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL PRECIO DE OFERTA DE DESPACHO	2015	\$COP/kWh	3,78e+02	3,00e+02	-20,6%	
InPr	Indicadores de Precios de generación	ZONAS NO INTERCONECTADAS	GE	EFNG	ZONAS NO INTERCONECTADAS COSTO DE COMERCIALIZACIÓN	2015	\$COP/kWh	6,93e+01	8,65e+03	+12383,8%	Los indicadores de precios han variado drásticamente entre el 2015 y el 2021.
					ZONAS NO INTERCONECTADAS COSTO DE DISTRIBUCIÓN	2015	\$COP/kWh	5,98e+01	9,70e+01	+62,1%	
					ZONAS NO INTERCONECTADAS COSTO DE GENERACIÓN	2015	\$COP/kWh	9,76e+02	3,84e+04	+3833,7%	
CRest	Costo por restricciones	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	GE	EFNG	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	2015	\$COP/h	4,95e+07	1,98e+08	+301%	El costo de las restricciones se ha incrementado 3 veces desde el 2015 al 2021.
QDC	Consumo de energía de combustibles por Energía demandada	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	GE, GD, SE	EI		2015	TJ/GWh	3,17e+00	1,66e+00	-47,6%	La reducción de este indicador se debió principalmente a la reducción de generación de electricidad proveniente de centrales térmicas.
PrFNC	Cantidad de Proyectos FNCE registrados en la UPME	SIN ATRIBUIR	GE, EE, SE	EI	NÚMERO DE SOLICITUDES FNCE	2015	Número	0,00e+00	2,63e+02	+263 Número	Para el 2021, se registraron 263 solicitudes FNCE que no fueron atribuidas al SIN o ZNI por parte de la UPME en sus bases de datos, pero se contabilizan debido a que este indicador busca seguir las iniciativas FNCE, independientes del sector
PrFNC	Cantidad de Proyectos FNCE registrados en la UPME	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	GE, EE, SE	EI	NÚMERO DE SOLICITUDES FNCE	2015	Número	0,00e+00	8,40e+02	+840 Número	Para el SIN, se tuvieron en 2021, 840 solicitudes FNCE y 784 proyectos certificados como FNCE por la UPME
					PROYECTOS FNCE CERTIFICADOS	2015	Número	0,00e+00	7,84e+02	+784 Número	
PrFNC	Cantidad de Proyectos FNCE registrados en la UPME	ZONAS NO INTERCONECTADAS	GE, EE, SE	EI	NÚMERO DE SOLICITUDES FNCE	2015	Número	0,00e+00	5,20e+01	+52 Número	Para las ZNI, se tuvieron en 2021, 52 solicitudes FNCE y 35 proyectos certificados como FNCE por la UPME
					PROYECTOS FNCE CERTIFICADOS	2015	Número	0,00e+00	3,50e+01	+35 Número	

INDICADOR	NOMBRE INDICADOR	SUBSECTOR	LÍNEAS ESTRATÉGICAS*	TIPO DE INDICADOR**	DESAGREGACIONES	AÑO BASE	UNIDADES	LÍNEA BASE	ESTADO A 2021	VARIACIÓN	OBSERVACIONES
PrInE	Proyectos con Incentivos Económicos		GE, EE, SE	EI		2015		-	-	-	Este indicador no ha podido ser calculado a la fecha por falta de información.
PrRNR	Cantidad de Proyectos registrados en el RENARE	MINERIA DE CARBON	TODAS	EI	MINERIA DE CARBON	2015	Número	0,00e+00	0,00e+00	0 Número	Para 2021 no existen proyectos de mitigación registrados en el RENARE para MINERIA DE CARBON
PrRNR	Cantidad de Proyectos registrados en el RENARE	PETRÓLEO Y GAS	TODAS	EI	PETRÓLEO Y GAS	2015	Número	0,00e+00	3,00e+00	+3 Número	Para el 2021 se registraron 3 proyectos de petróleo y gas en el RENARE
PrRNR	Cantidad de Proyectos registrados en el RENARE	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	TODAS	EI	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	2015	Número	0,00e+00	2,00e+01	+20 Número	Para el 2021 se registraron 20 proyectos del SIN en el RENARE
PrRNR	Cantidad de Proyectos registrados en el RENARE	ZONAS NO INTERCONECTADAS	TODAS	EI	ZONAS NO INTERCONECTADAS	2015	Número	0,00e+00	3,30e+01	+33 Número	Para el 2021 se registraron 33 proyectos de ZNI en el RENARE
BtAIE	Cantidad de Baterías de Almacenamiento de Energía Eléctrica Registradas		GD, EE	EI		2015		-	-	-	Este indicador no ha podido ser calculado a la fecha por falta de información.
TUsBt	Tiempo de Uso de las Baterías de Almacenamiento de Energía Eléctrica Registradas		GD, EE	EI		2015		-	-	-	Este indicador no ha podido ser calculado a la fecha por falta de información.
CInBt	Capacidad Instalada de Almacenamiento de Energía Eléctrica mediante baterías		GD, EE	EI		2015		-	-	-	Este indicador no ha podido ser calculado a la fecha por falta de información.
ACoAm	Áreas sembradas como Compensaciones Ambientales	FERRONÍQUEL	TODAS	SG	FERRONÍQUEL Bosque Natural	2015	ha	7,89e-01	9,00e+02	+113998,6%	La minería de ferroníquel ha incrementado notablemente las áreas sembradas como compensaciones ambientales, destacando los bosques naturales como el tipo de compensación más empleado por este sector minero.
					FERRONÍQUEL Herbazal	2015	ha	1,66e+01	6,42e+02	+3774%	
					FERRONÍQUEL Plantación Forestal	2015	ha	1,18e+01	1,08e+02	+815,8%	
ACoAm	Áreas sembradas como Compensaciones Ambientales	MINERÍA DE CARBÓN	TODAS	SG	MINERÍA DE CARBON Arbustal	2015	ha	9,01e+03	9,68e+03	+7,5%	En la minería de carbón, las áreas sembradas como compensación ambiental se han centrado principalmente en Arbustales y Bosque Natural, y se destaca el incremento que ha tenido las plantaciones forestales entre los años 2015 y 2021.
					MINERÍA DE CARBÓN Bosque natural	2015	ha	5,89e+03	9,54e+03	+62,1%	
					MINERÍA DE CARBON Herbazal	2015	ha	3,92e+00	3,92e+00	0%	
					MINERÍA DE CARBON Plantación Forestal	2015	ha	9,09e-02	6,25e+01	+68651%	

INDICADOR	NOMBRE INDICADOR	SUBSECTOR	LÍNEAS ESTRATÉGICAS*	TIPO DE INDICADOR**	DESAGREGACIONES	AÑO BASE	UNIDADES	LÍNEA BASE	ESTADO A 2021	VARIACIÓN	OBSERVACIONES
ACoAm	Áreas sembradas como Compensaciones Ambientales	PETRÓLEO Y GAS	TODAS	SG	PETRÓLEO Y GAS Arbustal	2015	ha	1,11e+04	3,50e+04	+215,3%	El tipo de vegetación más frecuente en las áreas sembradas por el sector de petróleo y gas ha sido los arbustales y bosque natural, sin embargo, los herbazales han experimentado un crecimiento significativo en los últimos años.
					PETRÓLEO Y GAS Bosque natural	2015	ha	2,16e+04	4,46e+04	+106,2%	
					PETRÓLEO Y GAS Herbazal	2015	ha	9,94e+01	1,05e+04	+10487,4%	
					PETRÓLEO Y GAS Plantación Forestal	2015	ha	8,78e+00	1,05e+01	+19,7%	
ACoAm	Áreas sembradas como Compensaciones Ambientales	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	TODAS	SG	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL Arbustal	2015	ha	2,38e+02	8,06e+02	+239,5%	El SIN ha priorizado la compensación con Bosque Natural, pero también ha diversificado sus estrategias, aumentando las áreas sembradas de Arbustales y Plantaciones Forestales como parte de sus esfuerzos compensatorios.
					SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL Bosque natural	2015	ha	1,02e+04	1,39e+04	+36,4%	
					SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL Herbazal	2015	ha	5,78e+03	6,02e+03	+4,1%	
					SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL Humedal	2015	ha	7,27e+01	7,27e+01	0%	
					SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL Plantación Forestal	2015	ha	2,00e+00	4,70e+02	+23413,5%	
FrGF	Fracción usada del gas de formación	PETRÓLEO Y GAS	EF	EI	UPSTREAM CONSUMO EN CAMPO	2015	%	5,16e+00	5,02e+00	-2,7%	El cambio de la fracción usada de gas de formación para el 2021 mostró un aumento de uso en la categoría de OTROS
					UPSTREAM GAS OTROS	2015	%	1,11e+00	1,92e+01	+1626,1%	
					UPSTREAM GAS PROCESOS DE EXTRACCIÓN	2015	%	4,39e+01	2,92e+01	-33,6%	
					UPSTREAM GAS QUEMADO	2015	%	2,92e+00	1,78e+00	-39,1%	
					UPSTREAM GAS ÚTIL	2015	%	4,69e+01	4,49e+01	-4,3%	
PFeQG	Promedio de Factor de Eficiencia de quema de gas natural		EF	EI		2015		-	-	-	Este indicador no ha podido ser calculado a la fecha por falta de información.
PrDRF	Cantidad de Programas de detección y reparación de fugas		EF	EI		2015		-	-	-	Este indicador no ha podido ser calculado a la fecha por falta de información.
DRFpF	Programas de detección y reparación de fugas por facilidad		EF	EI		2015		-	-	-	Este indicador no ha podido ser calculado a la fecha por falta de información.

INDICADOR	NOMBRE INDICADOR	SUBSECTOR	LÍNEAS ESTRATÉGICAS*	TIPO DE INDICADOR**	DESAGREGACIONES	AÑO BASE	UNIDADES	LÍNEA BASE	ESTADO A 2021	VARIACIÓN	OBSERVACIONES
UsRDT	Usuarios en la Respuesta de la Demanda		GD	EI		2015		-	-	-	Este indicador no ha podido ser calculado a la fecha por falta de información.
DDV	Demanda Desconectable Voluntaria de usuarios con tarificación horaria implementada		GD	EI		2015		-	-	-	Este indicador no ha podido ser calculado a la fecha por falta de información.
IAGPE	Instalaciones Autogeneradoras a Pequeña Escala	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	GD	EI	AUTOG PEQ. ESCALA TÉRMICA BIOGÁS	2015	Unidades	0,00e+00	1,00e+00	+1 Unidades	La categorización de AGPE ha sido reciente, razón por la cual a la fecha solo se cuenta con 3 unidades catalogadas como AGPE, y las de generación distribuida siguen siendo las mismas entre 2015 y 2021.
					AUTOG PEQ. ESCALA TÉRMICA BIOMASA	2015	Unidades	0,00e+00	1,00e+00	+1 Unidades	
					AUTOG PEQ. ESCALA TÉRMICA CARBÓN MINERAL	2015	Unidades	0,00e+00	0,00e+00	0 Unidades	
					AUTOG PEQ. ESCALA TÉRMICA GAS NATURAL	2015	Unidades	0,00e+00	1,00e+00	+1 Unidades	
					GEN. DISTRIBUIDA HIDRAULICA HIDRAULICA	2015	Unidades	2,30e+01	2,30e+01	0%	
NCCS	Cantidad de CCUS/CCS		SE	EI		2015		-	-	-	Este indicador no ha podido ser calculado a la fecha por falta de información.
EGEI	Emisiones GEI generadas	MINERÍA	TODAS	EFG	EXTRACCION DE CARBON 1A1c	2015	kt_CO2eq	2,53e+03	1,48e+03	-41,3%	Las emisiones GEI en la MINERÍA DE CARBÓN se redujeron principalmente debido a la disminución en la producción de carbón. En cambio, los OTROS MINERALES aumentaron sus emisiones, principalmente en la categoría 1A2b, asociada a la minería de ferroníquel.
					EXTRACCION DE CARBON 1B1a	2015	kt_CO2eq	3,51e+03	2,32e+03	-33,9%	
					EXTRACCIÓN DE OTROS MINERALES 1A2b	2015	kt_CO2eq	3,44e+02	4,11e+02	+19,5%	
					EXTRACCIÓN DE OTROS MINERALES 1A2i	2015	kt_CO2eq	1,02e+02	2,79e+01	-72,5%	
					EXTRACCIÓN DE OTROS MINERALES 2C2	2015	kt_CO2eq	2,36e+02	2,52e+02	+6,6%	
EGEI	Emisiones GEI generadas	PETRÓLEO Y GAS	TODAS	EFG	DOWNSTREAM 1A1b	2016	kt_CO2eq	3,01e+03	3,76e+03	+24,9%	Las emisiones GEI en upstream y midstream se redujeron principalmente debido a la disminución en el petróleo transportado por oleoductos y en la producción de petróleo y gas, en el caso de downstream las emisiones se han incrementado producto del incremento de los consumos de combustibles en las refinerías
					DOWNSTREAM 1B2a	2016	kt_CO2eq	1,22e+01	1,28e+01	+5,1%	
					DOWNSTREAM 2B8b	2016	kt_CO2eq	8,46e+01	4,62e+01	-45,4%	
					MIDSTREAM 1A3e	2015	kt_CO2eq	9,89e+02	8,33e+02	-15,8%	
					MIDSTREAM 1B2a	2015	kt_CO2eq	7,91e+00	6,25e+00	-21%	
					MIDSTREAM 1B2b	2015	kt_CO2eq	8,90e+01	8,18e+01	-8,1%	
					UPSTREAM 1A1c	2015	kt_CO2eq	4,91e+03	3,90e+03	-20,5%	
					UPSTREAM 1B2a	2015	kt_CO2eq	4,65e+03	3,38e+03	-27,3%	
					UPSTREAM 1B2b	2015	kt_CO2eq	1,54e+03	1,46e+03	-4,9%	

INDICADOR	NOMBRE INDICADOR	SUBSECTOR	LÍNEAS ESTRATÉGICAS*	TIPO DE INDICADOR**	DESAGREGACIONES	AÑO BASE	UNIDADES	LÍNEA BASE	ESTADO A 2021	VARIACIÓN	OBSERVACIONES
EGEI	Emisiones GEI generadas	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	TODAS	EFG	1A1a	2015	kt_CO2eq	0,00e+00	0,00e+00	0 kt_CO2eq	Los embalses aumentaron sus emisiones entre el 2015 y 2021 debido a la inundación de los embalses de Hidrosogamoso e Hidroituango, por otro lado, las emisiones asociadas a la combustión en el SIN se redujo principalmente por la reducción de generación de energía eléctrica de las centrales térmicas.
					AUTOG PEQ. ESCALA 1A1a	2015	kt_CO2eq	0,00e+00	0,00e+00	0 kt_CO2eq	
					AUTOGENERADOR 1A1a	2015	kt_CO2eq	0,00e+00	0,00e+00	0 kt_CO2eq	
					COGENERADOR 1A1a	2015	kt_CO2eq	0,00e+00	0,00e+00	0 kt_CO2eq	
					EMBALSES 3B4a	2015	kt_CO2eq	4,58e+01	2,29e+02	+400,7%	
					NORMAL 1A1a	2015	kt_CO2eq	1,47e+04	8,33e+03	-43,2%	
EGEI	Emisiones GEI generadas	ZONAS NO INTERCONECTADAS	TODAS	EFG	TELEMETRÍA 1A1a	2015	kt_CO2eq	0,00e+00	0,00e+00	0 kt_CO2eq	Las emisiones en las ZNI se originan por la quema de diésel en las plantas de generación, y el consumo de este combustible aumentó entre 2015 y 2021, lo que ocasionó un incremento proporcional en las emisiones.
					TELEMETRÍA Y NO TELEMETRIA 1A1a	2015	kt_CO2eq	3,26e+02	3,65e+02	+11,9%	
REGEI	Reducción de Emisiones GEI	MINERÍA	TODAS	EFG	EXTRACCION DE CARBON	2015	Mt_CO2eq	-1,05e-01	-2,51e+00	+2281,7%	Para el 2021 la reducción fue de ~3MtCO2eq con respecto a la línea base, principalmente por la reducción de la producción de carbón, la cual no fue contemplada en la línea base del PIGCCme 2050, por otro lado, los otros minerales incrementaron las emisiones en 0.2 MtCO2eq debido a cambios aumentos en los consumos de gas natural en este tipo de minería.
					EXTRACCIÓN DE OTROS MINERALES	2015	Mt_CO2eq	-2,60e-03	1,96e-02	-853,7%	
REGEI	Reducción de Emisiones GEI	PETRÓLEO Y GAS	TODAS	EFG	DOWNSTREAM	2016	Mt_CO2eq	-1,03e+00	-2,93e-01	-71,6%	La reducción en upstream y midstream con respecto a la línea base del PIGCCme se debió principalmente a la reducción de la producción de hidrocarburos, en el caso de downstream, se debió principalmente a la disminución de la cantidad de producto refinado
					MIDSTREAM	2015	Mt_CO2eq	3,53e-01	-2,23e-02	-106,3%	
					UPSTREAM	2015	Mt_CO2eq	2,36e+00	-2,01e+00	-185,5%	
REGEI	Reducción de Emisiones GEI	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	TODAS	EFG	EMBALSES	2015	Mt_CO2eq	-1,13e-01	3,76e-02	-133,3%	El aumento en los embalses con respecto a la línea base del PIGCCme se debió principalmente a que en la línea base del PIGCCme 2050 no se incluyó la información de Hidrosogamoso, por otro lado, para el 2021 ya se empezó a registrar reducción de emisiones por combustión de combustibles fósiles, con una reducción de 0,465 MtCO2eq.
					NORMAL	2015	Mt_CO2eq	1,81e+00	4,65e-01	-74,3%	
REGEI	Reducción de Emisiones GEI	ZONAS NO INTERCONECTADAS	TODAS	EFG	TELEMETRÍA Y NO TELEMETRIA	2015	Mt_CO2eq	-2,19e-02	2,24e-03	-110,2%	Para 2021, las ZNI han alcanzado el valor de la línea base del PIGCCme 2050 con un leve incremento de 2 ktCO2eq.
EGEIU	Intensidad de Emisiones GEI	MINERÍA	TODAS	EFG	MINERIA DE CARBON EXTRACCION DE CARBON	2015	t_CO2eq/kt	6,99e+01	6,43e+01	-25,2%	La única actividad minera que bajó este indicador fue la MINERÍA DE CARBÓN; en la extracción de ferroníquel se incrementó levemente debido principalmente al aumento del consumo de gas natural para autogeneración, y en agregados pétreos este indicador se duplicó.
					MINERÍA DE OTROS MINERALES EXTRACCIÓN DE AGREGADOS PÉTREOS	2015	t_CO2eq/1E3 m3	5,51e+00	1,75e+00	-68,3%	
					MINERÍA DE OTROS MINERALES EXTRACCION DE NÍQUEL	2015	t_CO2eq/kt	1,58e+04	1,73e+04	+14,5%	
EGEIU	Intensidad de Emisiones GEI	PETRÓLEO Y GAS	TODAS	EFG	DOWNSTREAM REFINACIÓN DE PETRÓLEO	2016	t_CO2eq/kbl	2,57e+01	2,96e+01	+15,1%	Se registraron incrementos en la intensidad de emisiones GEI en todas la cadena de hidrocarburos, donde se destaca el mayor aumento en la refinación de petróleo
					MIDSTREAM TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS	2015	t_CO2eq/KBOE	2,89e+00	3,04e+00	+5,2%	
					UPSTREAM EXTRACCION DE PETROLEO Y GAS	2015	t_CO2eq/KBOE	2,46e+01	2,52e+01	+2,4%	

INDICADOR	NOMBRE INDICADOR	SUBSECTOR	LÍNEAS ESTRATÉGICAS*	TIPO DE INDICADOR**	DESAGREGACIONES	AÑO BASE	UNIDADES	LÍNEA BASE	ESTADO A 2021	VARIACIÓN	OBSERVACIONES
EGEIU	Intensidad de Emisiones GEI	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	TODAS	EFG	NORMAL	2015	t_CO2eq/GWh	2,24e+02	1,23e+02	-45,3%	Este indicador, asociado directamente al factor de emisión representativo del SIN, tuvo una reducción del ~50% por la disminución en la generación con centrales térmicas.
EGEIU	Intensidad de Emisiones GEI	ZONAS NO INTERCONECTADAS	TODAS	EFG	TELEMETRÍA Y NO TELEMETRIA	2015	t_CO2eq/GWh	8,36e+02	9,14e+02	+9,4%	Este indicador, asociado directamente al factor de emisión representativo de las ZNI, tuvo un aumento de ~10% por la disminución en la eficiencia de las plantas diésel.
ECCr	Emisiones de Contaminantes Criterio y Contaminantes Climáticos de Vida Corta		TODAS	EFNG	BC	2015	kt_BC	4,58e-01	3,53e-01	-23%	El sector minero energético redujo sus emisiones de contaminantes criterio y contaminantes climáticos de vida corta entre 20% y 40% debido principalmente a la reducción en la producción de carbón, petróleo y gas, y en la disminución del consumo de carbón en el SIN.
					CO	2015	kt_CO	1,50e+01	1,21e+01	-19,4%	
					NMVOC	2015	kt_NMVOC	5,28e+01	3,65e+01	-31%	
					NOX	2015	kt_NOX	4,62e+01	3,43e+01	-25,6%	
					PM25	2015	kt_PM25	3,87e+00	3,26e+00	-15,8%	
					SOX	2015	kt_SOX	7,57e+01	4,64e+01	-38,8%	
ECCr	Emisiones de Contaminantes Criterio y Contaminantes Climáticos de Vida Corta	MINERÍA	TODAS	EFNG	EXTRACCION DE CARBON BC	2015	kt_BC	8,45e-03	4,68e-03	-44,6%	Las emisiones de contaminantes criterio y contaminantes climáticos de vida corta en la MINERÍA DE CARBÓN disminuyeron principalmente debido a la reducción en la producción de carbón. Por otro lado, las emisiones de OTROS MINERALES aumentaron, principalmente por el incremento en los consumos de GAS NATURAL.
					EXTRACCION DE CARBON CO	2015	kt_CO	6,50e-01	4,23e-01	-35%	
					EXTRACCION DE CARBON NMVOC	2015	kt_NMVOC	3,85e+01	2,56e+01	-33,6%	
					EXTRACCION DE CARBON NOX	2015	kt_NOX	2,36e+00	1,45e+00	-38,7%	
					EXTRACCION DE CARBON PM25	2015	kt_PM25	5,66e-01	3,85e-01	-32%	
					EXTRACCION DE CARBON SOX	2015	kt_SOX	1,45e+00	7,99e-01	-45%	
					EXTRACCIÓN DE OTROS MINERALES BC	2015	kt_BC	1,05e-02	1,07e-02	+1,4%	
					EXTRACCIÓN DE OTROS MINERALES CO	2015	kt_CO	8,43e-01	9,01e-01	+6,9%	
					EXTRACCIÓN DE OTROS MINERALES NMVOC	2015	kt_NMVOC	4,54e-02	4,91e-02	+8,3%	
					EXTRACCIÓN DE OTROS MINERALES NOX	2015	kt_NOX	3,01e+00	3,16e+00	+4,8%	
					EXTRACCIÓN DE OTROS MINERALES PM25	2015	kt_PM25	3,59e-02	3,74e-02	+4,2%	
					EXTRACCIÓN DE OTROS MINERALES SOX	2015	kt_SOX	1,80e+00	1,82e+00	+1,2%	
		PETRÓLEO Y GAS	TODAS	EFNG	DOWNSTREAM BC	2016	kt_BC	7,59e-03	7,91e-03	+4,1%	Las emisiones de contaminantes criterio y contaminantes climáticos de vida corta en las fases de upstream y midstream se redujeron principalmente debido a la disminución en el transporte de petróleo por oleoductos y en la producción de petróleo y gas. En el caso de downstream, las emisiones han aumentado debido al incremento en el consumo de combustibles en las refinerías.
					DOWNSTREAM CO	2016	kt_CO	8,24e-01	1,35e+00	+63,4%	
					DOWNSTREAM NMVOC	2016	kt_NMVOC	1,77e-01	1,93e-01	+9%	
					DOWNSTREAM NOX	2016	kt_NOX	3,49e+00	4,68e+00	+34,3%	
					DOWNSTREAM PM25	2016	kt_PM25	4,67e-02	5,87e-02	+25,7%	

INDICADOR	NOMBRE INDICADOR	SUBSECTOR	LÍNEAS ESTRATÉGICAS*	TIPO DE INDICADOR**	DESAGREGACIONES	AÑO BASE	UNIDADES	LÍNEA BASE	ESTADO A 2021	VARIACIÓN	OBSERVACIONES
ECCr	Emisiones de Contaminantes Criterio y Contaminantes Climáticos de Vida Corta	PETRÓLEO Y GAS	TODAS	EFNG	DOWNSTREAM SOX	2016	kt_SOX	1,49e-02	1,90e-02	+27,2%	Las emisiones de contaminantes criterio y contaminantes climáticos de vida corta en las fases de upstream y midstream se redujeron principalmente debido a la disminución en el transporte de petróleo por oleoductos y en la producción de petróleo y gas. En el caso de downstream, las emisiones han aumentado debido al incremento en el consumo de combustibles en las refinerías.
					MIDSTREAM BC	2015	kt_BC	5,11e-03	3,23e-03	-36,8%	
					MIDSTREAM CO	2015	kt_CO	4,97e-01	4,51e-01	-9,3%	
					MIDSTREAM NMVOC	2015	kt_NMVOC	3,86e-02	3,31e-02	-14,2%	
					MIDSTREAM NOX	2015	kt_NOX	1,62e+00	1,33e+00	-18%	
					MIDSTREAM PM25	2015	kt_PM25	9,40e-02	5,92e-02	-37%	
					MIDSTREAM SOX	2015	kt_SOX	2,18e+00	1,31e+00	-40%	
					UPSTREAM BC	2015	kt_BC	3,82e-01	2,82e-01	-26,1%	
					UPSTREAM CO	2015	kt_CO	6,18e+00	4,64e+00	-24,8%	
					UPSTREAM NMVOC	2015	kt_NMVOC	1,36e+01	1,03e+01	-24,6%	
					UPSTREAM NOX	2015	kt_NOX	8,13e+00	6,39e+00	-21,4%	
					UPSTREAM PM25	2015	kt_PM25	1,80e+00	1,35e+00	-25,1%	
					UPSTREAM SOX	2015	kt_SOX	6,34e+00	5,33e+00	-15,9%	
		SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	TODAS	EFNG	AUTOG PEQ. ESCALA BC	2015	kt_BC	0,00e+00	2,89e-04	0 kt_BC	Los embalses no generan este tipo de emisiones, por otro lado, para la combustión de combustibles en el SIN se estimó una reducción generalizada de contaminantes criterio y contaminantes climáticos de vida corta debido a la disminución en la generación de centrales térmicas
					AUTOG PEQ. ESCALA CO	2015	kt_CO	0,00e+00	6,10e-03	0 kt_CO	
					AUTOG PEQ. ESCALA NMVOC	2015	kt_NMVOC	0,00e+00	4,93e-04	0 kt_NMVOC	
					AUTOG PEQ. ESCALA NOX	2015	kt_NOX	0,00e+00	5,73e-03	0 kt_NOX	
					AUTOG PEQ. ESCALA PM25	2015	kt_PM25	0,00e+00	8,76e-03	0 kt_PM25	
					AUTOG PEQ. ESCALA SOX	2015	kt_SOX	0,00e+00	7,13e-04	0 kt_SOX	
					AUTOGENERADOR BC	2015	kt_BC	0,00e+00	2,91e-05	0 kt_BC	
					AUTOGENERADOR CO	2015	kt_CO	0,00e+00	2,21e-03	0 kt_CO	
					AUTOGENERADOR NMVOC	2015	kt_NMVOC	0,00e+00	1,56e-04	0 kt_NMVOC	
					AUTOGENERADOR NOX	2015	kt_NOX	0,00e+00	4,25e-03	0 kt_NOX	
					AUTOGENERADOR PM25	2015	kt_PM25	0,00e+00	8,91e-04	0 kt_PM25	
					AUTOGENERADOR SOX	2015	kt_SOX	0,00e+00	8,11e-05	0 kt_SOX	
					COGENERADOR BC	2015	kt_BC	3,16e-02	3,71e-02	+17,3%	
					COGENERADOR CO	2015	kt_CO	6,48e-01	7,60e-01	+17,3%	
					COGENERADOR NMVOC	2015	kt_NMVOC	5,26e-02	6,17e-02	+17,3%	
					COGENERADOR NOX	2015	kt_NOX	5,83e-01	6,84e-01	+17,3%	

INDICADOR	NOMBRE INDICADOR	SUBSECTOR	LÍNEAS ESTRATÉGICAS*	TIPO DE INDICADOR**	DESAGREGACIONES	AÑO BASE	UNIDADES	LÍNEA BASE	ESTADO A 2021	VARIACIÓN	OBSERVACIONES
ECCr	Emisiones de Contaminantes Criterio y Contaminantes Climáticos de Vida Corta	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	TODAS	EFNG	COGENERADOR PM25	2015	kt_PM25	9,57e-01	1,12e+00	+17,3%	Los embalses no generan este tipo de emisiones, por otro lado, para la combustión de combustibles en el SIN se estimó una reducción generalizada de contaminantes criterio y contaminantes climáticos de vida corta debido a la disminución en la generación de centrales térmicas
					COGENERADOR SOX	2015	kt_SOX	7,77e-02	9,12e-02	+17,3%	
					EMBALSES BC	2015	kt_BC	0,00e+00	0,00e+00	0 kt_BC	
					EMBALSES CO	2015	kt_CO	0,00e+00	0,00e+00	0 kt_CO	
					EMBALSES NMVOC	2015	kt_NMVOC	0,00e+00	0,00e+00	0 kt_NMVOC	
					EMBALSES NOX	2015	kt_NOX	0,00e+00	0,00e+00	0 kt_NOX	
					EMBALSES PM25	2015	kt_PM25	0,00e+00	0,00e+00	0 kt_PM25	
					EMBALSES SOX	2015	kt_SOX	0,00e+00	0,00e+00	0 kt_SOX	
					NMVOC	2015	kt_NMVOC	0,00e+00	0,00e+00	0 kt_NMVOC	
					NORMAL BC	2015	kt_BC	1,37e-02	5,20e-03	-62%	
					NORMAL CO	2015	kt_CO	5,46e+00	3,43e+00	-37,1%	
					NORMAL NMVOC	2015	kt_NMVOC	3,90e-01	2,48e-01	-36,6%	
					NORMAL NOX	2015	kt_NOX	2,75e+01	1,63e+01	-40,6%	
					NORMAL PM25	2015	kt_PM25	3,78e-01	2,22e-01	-41,3%	
					NORMAL SOX	2015	kt_SOX	6,36e+01	3,68e+01	-42,2%	
					NOX	2015	kt_NOX	0,00e+00	0,00e+00	0 kt_NOX	
					PM25	2015	kt_PM25	0,00e+00	0,00e+00	0 kt_PM25	
					SOX	2015	kt_SOX	0,00e+00	0,00e+00	0 kt_SOX	
ECCr	Emisiones de Contaminantes Criterio y Contaminantes Climáticos de Vida Corta	ZONAS NO INTERCONECTADAS	TODAS	EFNG	TELEMETRÍA BC	2015	kt_BC	0,00e+00	4,59e-04	0 kt_BC	Las emisiones en las ZNI se deben a la quema de diésel en las plantas de generación, y el consumo de este combustible se incrementó entre el 2015 y 2021 haciendo que las emisiones crecieran en la misma proporción.
					TELEMETRÍA CO	2015	kt_CO	0,00e+00	9,41e-03	0 kt_CO	
					TELEMETRIA NMVOC	2015	kt_NMVOC	0,00e+00	7,64e-04	0 kt_NMVOC	
					TELEMETRÍA NOX	2015	kt_NOX	0,00e+00	8,47e-03	0 kt_NOX	
					TELEMETRÍA PM25	2015	kt_PM25	0,00e+00	1,39e-02	0 kt_PM25	
					TELEMETRÍA SOX	2015	kt_SOX	0,00e+00	1,13e-03	0 kt_SOX	
					TELEMETRÍA Y NO TELEMETRIA BC	2015	kt_BC	1,17e-03	1,31e-03	+11,9%	
					TELEMETRÍA Y NO TELEMETRIA CO	2015	kt_CO	7,09e-02	7,94e-02	+11,9%	
					TELEMETRÍA Y NO TELEMETRIA NMVOC	2015	kt_NMVOC	3,50e-03	3,92e-03	+11,9%	
					TELEMETRÍA Y NO TELEMETRIA NOX	2015	kt_NOX	2,85e-01	3,18e-01	+11,9%	
					TELEMETRÍA Y NO TELEMETRIA PM25	2015	kt_PM25	3,50e-03	3,92e-03	+11,9%	
					TELEMETRÍA Y NO TELEMETRIA SOX	2015	kt_SOX	2,04e-01	2,28e-01	+11,9%	

INDICADOR	NOMBRE INDICADOR	SUBSECTOR	LÍNEAS ESTRATÉGICAS*	TIPO DE INDICADOR**	DESAGREGACIONES	AÑO BASE	UNIDADES	LÍNEA BASE	ESTADO A 2021	VARIACIÓN	OBSERVACIONES
ECCrU	Intensidad de Emisiones de Contaminantes Criterio y Contaminantes Climáticos de Vida Corta	MINERÍA	TODAS	EFNG	MINERÍA DE CARBÓN EXTRACCION DE CARBON BC	2015	kg_BC/kg	9,77e-02	7,92e-02	-19%	La única actividad minera que bajó este indicador fue la MINERÍA DE CARBÓN; en la extracción de ferroníquel se incrementó levemente debido principalmente al aumento del consumo de gas natural para autogeneración, sin embargo se destaca que las emisiones de SOx se mantuvieron prácticamente constantes entre el 2015 y 2021, y en agregados pétreos este indicador se duplicó.
					MINERÍA DE CARBON EXTRACCIÓN DE CARBÓN CO	2015	kg_CO/kg	7,52e+00	7,15e+00	-4,9%	
					MINERÍA DE CARBÓN EXTRACCIÓN DE CARBON NMVOC	2015	kg_NMVOC/kg	4,00e-01	3,95e-01	-1,2%	
					MINERÍA DE CARBÓN EXTRACCIÓN DE CARBÓN NOX	2015	kg_NOX/kg	2,73e+01	2,44e+01	-10,4%	
					MINERÍA DE CARBÓN EXTRACCION DE CARBON PM25	2015	kg_PM25/kg	3,27e-01	2,88e-01	-11,9%	
					MINERÍA DE CARBÓN EXTRACCION DE CARBON SOX	2015	kg_SOX/kg	1,68e+01	1,35e+01	-19,6%	
					MINERÍA DE OTROS MINERALES EXTRACCIÓN DE AGREGADOS PÉTREOS BC	2015	kg_BC/1E3 m3	2,20e-02	6,98e-03	-68,3%	
					MINERÍA DE OTROS MINERALES EXTRACCIÓN DE AGREGADOS PÉTREOS CO	2015	kg_CO/1E3 m3	1,33e+00	4,22e-01	-68,3%	
					MINERÍA DE OTROS MINERALES EXTRACCIÓN DE AGREGADOS PÉTREOS NMVOC	2015	kg_NMVO-C/1E3 m3	6,57e-02	2,08e-02	-68,3%	
					MINERÍA DE OTROS MINERALES EXTRACCIÓN DE AGREGADOS PÉTREOS NOX	2015	kg_NOX/1E3 m3	5,34e+00	1,69e+00	-68,3%	
					MINERÍA DE OTROS MINERALES EXTRACCIÓN DE AGREGADOS PÉTREOS PM25	2015	kg_PM25/1E3 m3	6,57e-02	2,08e-02	-68,3%	
					MINERÍA DE OTROS MINERALES EXTRACCIÓN DE AGREGADOS PÉTREOS SOX	2015	kg_SOX/1E3 m3	3,82e+00	1,21e+00	-68,3%	
					MINERÍA DE OTROS MINERALES EXTRACCION DE NÍQUEL BC	2015	kg_BC/t	7,31e-03	7,18e-03	-1,8%	
					MINERÍA DE OTROS MINERALES EXTRACCIÓN DE NÍQUEL CO	2015	kg_CO/t	6,12e+00	7,16e+00	+16,9%	

INDICADOR	NOMBRE INDICADOR	SUBSECTOR	LÍNEAS ESTRATÉGICAS*	TIPO DE INDICADOR**	DESAGREGACIONES	AÑO BASE	UNIDADES	LÍNEA BASE	ESTADO A 2021	VARIACIÓN	OBSERVACIONES
ECCrU	Intensidad de Emisiones de Contaminantes Criterio y Contaminantes Climáticos de Vida Corta	MINERÍA	TODAS	EFNG	MINERÍA DE OTROS MINERALES EXTRACCIÓN DE NIQUEL NMVOC	2015	kg_NMVO-C/t	4,04e-01	4,74e-01	+17,3%	La única actividad minera que bajó este indicador fue la MINERÍA DE CARBÓN; en la extracción de ferroníquel se incrementó levemente debido principalmente al aumento del consumo de gas natural para autogeneración, sin embargo se destaca que las emisiones de SOx se mantuvieron prácticamente constantes entre el 2015 y 2021, y en agregados pétreos este indicador se duplicó.
					MINERÍA DE OTROS MINERALES EXTRACCIÓN DE NIQUEL NOX	2015	kg_NOX/t	1,44e+01	1,67e+01	+15,9%	
					MINERÍA DE OTROS MINERALES EXTRACCION DE NIQUEL PM25	2015	kg_PM25/t	1,46e-01	1,69e-01	+15,4%	
					MINERÍA DE OTROS MINERALES EXTRACCIÓN DE NÍQUEL SOX	2015	kg_SOX/t	7,29e-01	6,06e-01	-16,8%	
		PETRÓLEO Y GAS	TODAS	EFNG	DOWNSTREAM REFINACIÓN DE PETRÓLEO BC	2016	kg_BC/kbl	6,28e-02	6,12e-02	-2,5%	Se registraron incrementos en la intensidad de emisiones de contaminantes criterio y contaminantes climáticos de vida corta en todas la cadena de hidrocarburos, donde se destaca el mayor aumento en la refinación de petróleo; sin embargo, se destaca la reducción de este indicador en los contaminantes BC en la refinación de petróleo y la reducción de BC, PM25 y SOX en el transporte de hidrocarburos
					DOWNSTREAM REFINACIÓN DE PETRÓLEO CO	2016	kg_CO/kbl	6,82e+00	1,04e+01	+53%	
					DOWNSTREAM REFINACIÓN DE PETROLEO NMVOC	2016	kg_NMVOC/kbl	1,47e+00	1,50e+00	+2,1%	
					DOWNSTREAM REFINACIÓN DE PETRÓLEO NOX	2016	kg_NOX/kbl	2,88e+01	3,63e+01	+25,8%	
					DOWNSTREAM REFINACIÓN DE PETRÓLEO PM25	2016	kg_PM25/kbl	3,86e-01	4,54e-01	+17,7%	
					DOWNSTREAM REFINACIÓN DE PETRÓLEO SOX	2016	kg_SOX/kbl	1,24e-01	1,47e-01	+19,1%	
					MIDSTREAM TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS BC	2015	kg_BC/KBOE	1,36e-02	1,07e-02	-21,7%	
					MIDSTREAM TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS CO	2015	kg_CO/KBOE	1,33e+00	1,49e+00	+12,4%	
					MIDSTREAM TRANSPORTE DE HIDRO-CARBUROS NMVOC	2015	kg_NMVOC/KBOE	1,03e-01	1,09e-01	+6,4%	
					MIDSTREAM TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS NOX	2015	kg_NOX/KBOE	4,32e+00	4,39e+00	+1,7%	
					MIDSTREAM TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS PM25	2015	kg_PM25/KBOE	2,51e-01	1,96e-01	-22%	
					MIDSTREAM TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS SOX	2015	kg_SOX/KBOE	5,82e+00	4,33e+00	-25,6%	

INDICADOR	NOMBRE INDICADOR	SUBSECTOR	LÍNEAS ESTRATÉGICAS*	TIPO DE INDICADOR**	DESAGREGACIONES	AÑO BASE	UNIDADES	LÍNEA BASE	ESTADO A 2021	VARIACIÓN	OBSERVACIONES
ECCrU	Intensidad de Emisiones de Contaminantes Criterio y Contaminantes Climáticos de Vida Corta	PETRÓLEO Y GAS	TODAS	EFNG	UPSTREAM EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS BC	2015	kg_BC/KBOE	3,82e-02	4,15e-02	+8,6%	Se registraron incrementos en la intensidad de emisiones de contaminantes criterio y contaminantes climáticos de vida corta en todas la cadena de hidrocarburos, donde se destaca el mayor aumento en la refinación de petróleo; sin embargo, se destaca la reducción de este indicador en los contaminantes BC en la refinación de petróleo y la reducción de BC, PM25 y SOX en el transporte de hidrocarburos
					UPSTREAM EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO Y GA CO	2015	kg_CO/KBOE	5,54e+00	5,60e+00	+1%	
					UPSTREAM EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO Y GA NMVOC	2015	kg_NMVOC/KBOE	3,94e-01	4,00e-01	+1,5%	
					UPSTREAM EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO Y GA NOX	2015	kg_NOX/KBOE	1,62e+01	1,67e+01	+2,8%	
					UPSTREAM EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO Y GA PM25	2015	kg_PM25/KBOE	6,24e-01	6,71e-01	+7,6%	
					UPSTREAM EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO Y GA SOX	2015	kg_SOX/KBOE	1,41e+01	1,54e+01	+9,2%	
		SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	TODAS	EFNG	TODAS LAS FUENTES BC	2015	kg_BC/GWh	6,91e-01	6,11e-01	-11,5%	Este indicador, asociado directamente al factor de emisión representativo del SIN, tuvo una reducción del entre 40% y 65% por la disminución en la generación con centrales térmicas.
					TODAS LAS FUENTES CO	2015	kg_CO/GWh	9,31e+01	6,04e+01	-35,2%	
					TODAS LAS FUENTES NMVOC	2015	kg_NMVOC/GWh	6,76e+00	4,45e+00	-34,1%	
					TODAS LAS FUENTES NOX	2015	kg_NOX/GWh	4,28e+02	2,44e+02	-42,9%	
					TODAS LAS FUENTES PM25	2015	kg_PM25/GWh	2,04e+01	1,94e+01	-4,5%	
					TODAS LAS FUENTES SOX	2015	kg_SOX/GWh	9,72e+02	5,29e+02	-45,6%	
		ZONAS NO INTERCONECTADAS	TODAS	EFNG	TELEMETRÍA Y NO TELEMETRÍA BC	2015	kg_BC/GWh	3,01e+00	4,44e+00	+47,6%	Este indicador, asociado directamente al factor de emisión representativo de las ZNI, tuvo un aumento por la disminución en la eficiencia de las plantas diésel.
					TELEMETRÍA Y NO TELEMETRÍA CO	2015	kg_CO/GWh	1,82e+02	2,23e+02	+22,3%	
					TELEMETRÍA Y NO TELEMETRÍA NMVOC	2015	kg_NMVOC/GWh	8,99e+00	1,17e+01	+30,7%	
					TELEMETRÍA Y NO TELEMETRÍA NOX	2015	kg_NOX/GWh	7,30e+02	8,20e+02	+12,3%	
					TELEMETRÍA Y NO TELEMETRÍA PM25	2015	kg_PM25/GWh	8,99e+00	4,47e+01	+397,3%	
					TELEMETRÍA Y NO TELEMETRÍA SOX	2015	kg_SOX/GWh	5,22e+02	5,74e+02	+9,9%	
RGEIF	Reducción de emisiones asociadas a la entrada de FNCE	PETRÓLEO Y GAS	TODAS	EFG	AUTOGENERACIÓN	2015	kt_CO2eq	0,00e+00	5,01e+01	+50,1 kt_CO2eq	Este indicador fue estimado con base en la información suministrada por ECOPETROL S.A. y sus filiales. Con la implementación de plantas de energía solar, estas empresas han logrado reducir alrededor de 50 kt_CO2eq de emisiones GEI

INDICADOR	NOMBRE INDICADOR	SUBSECTOR	LÍNEAS ESTRATÉGICAS*	TIPO DE INDICADOR**	DESAGREGACIONES	AÑO BASE	UNIDADES	LÍNEA BASE	ESTADO A 2021	VARIACIÓN	OBSERVACIONES
RGEIF	Reducción de emisiones asociadas a la entrada de FNCE	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	TODAS	EFG		2015	kt_CO2eq	0,00e+00	0,00e+00	0 kt_CO2eq	Los COGENERADORES son las fuentes que han aumentado mayoritariamente la reducción en las emisiones por la entrada de FNCER, aunque se destaca el crecimiento sostenido de las FNCER en los autogeneradores y en la clasificación NORMAL de XM.
					AUTOG PEQ. ESCALA	2015	kt_CO2eq	0,00e+00	5,53e+00	+5,5 kt_CO2eq	
					AUTOGENERADOR	2015	kt_CO2eq	2,74e+01	2,07e+02	+655,6%	
					COGENERADOR	2015	kt_CO2eq	3,71e+02	6,73e+02	+81,3%	
					GEN. DISTRIBUIDA	2015	kt_CO2eq	3,40e+01	3,55e+01	+4,3%	
					NORMAL	2015	kt_CO2eq	4,94e+01	2,88e+02	+483,9%	
RGEIF	Reducción de emisiones asociadas a la entrada de FNCE	ZONAS NO INTERCONECTADAS	TODAS	EFG	TELEMETRÍA	2015	kt_CO2eq	4,66e+00	3,82e+01	+719,6%	Con la incorporación de plantas de Biomasa y paneles solares principalmente, las ZNI han reducido alrededor de 38 ktCO ₂ eq por la entrada de FNCER a 2021
RGEIP	Reducción de emisiones asociadas a cambios tecnológicos en transporte, procesos de calor y maquinaria pesada		TODAS	EFG		2015		-	-	-	Este indicador no ha podido ser calculado a la fecha por falta de información.
RGEIC	Reducción de emisiones por implementación de CCUS/CCS		TODAS	EFG		2015		-	-	-	Este indicador no ha podido ser calculado a la fecha por falta de información.
CGEI	Emisiones compensadas por el sector		TODAS	EFG		2015		-	-	-	Este indicador no ha podido ser calculado a la fecha por falta de información.
InAc	Indicadores de Actividades del PIGCCme		TODAS	IN		2015		-	4,17e+01	41,69%	Para el 2021, las actividades del PIGCCme se han ejecutado en un 41,69%
InEc	Indicadores Económicos del PIGCCme		TODAS	IN		2015		-	-	-	Este indicador no ha podido ser calculado a la fecha por falta de información.

Fuente: elaboración propia.

* Líneas estratégicas: Generación de energía (GE), Eficiencia energética (EE), Gestión de la demanda (GD), Emisiones fugitivas (EF), Sustitución Energética y Nuevas Tecnologías (SE)

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

4.3. Estimación de emisiones GEI entre 2010 y 2021 para el reporte



4.3.1. Emisiones de GEI incluidas en el reporte

Como se mencionó anteriormente, el sector minero energético desempeña un papel crucial en los informes presentados 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 tercer BUR para el año 2020 (IDEAM et al., 2021). La estimación de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) para este informe abarca la serie temporal de 2010 a 2021 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.
- **2C2** Producción de Ferroaleaciones.
- **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 4-7 presenta esta clasificación:

▼ **Tabla 4-7** 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 2021

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
1A2b	Minería	Consumo de combustible en extracción de ferroaleaciones
1A2i	Minería	Consumo de combustible en extracción de agregados pétreos
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
2C2	Minería	Producción de ferroaleaciones
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.



Durante el periodo de 2010 a 2021, la estimación de emisiones GEI para el sector minero energético se llevó a cabo a nivel departamental, siguiendo el protocolo de cálculo de emisiones MME, basado en la metodología del IPCC 2006 con algunas actualizaciones del IPCC en 2019 (CIAT y Ministerio de Minas y Energía, 2021). Las emisiones estimadas fueron desglosadas en los subsectores de generación de electricidad, minería e hidrocarburos (petróleo y gas), y posteriormente subdivididas en Sistema Interconectado Nacional y Zonas No Interconectadas, upstream, midstream, downstream, minería de carbón y minería de otros minerales, según corresponda.

Los resultados de estas estimaciones se encuentran en el Gráfico 4-1. El gráfico muestra la diversidad de emisiones para cada departamento, donde se destacan diferentes patrones en cuanto a la procedencia de las emisiones. Algunos departamentos, como Meta, Casanare, Arauca, Huila, Putumayo, Tolima y Sucre, presentan emisiones mayoritariamente provenientes del upstream en petróleo y gas. Santander y Bolívar, en cambio, tienen emisiones mayoritariamente generadas por el downstream en petróleo

y gas. Atlántico, Córdoba, La Guajira, Boyacá, Valle del Cauca y Antioquia, Magdalena y Caldas, se caracterizan por emisiones mayoritariamente generadas por el SIN. En los departamentos de Amazonas, Cauca, Chocó, Guainía, Guaviare, Nariño, San Andrés, Vaupés y Vichada, las emisiones están gobernadas por la generación eléctrica de las ZNI. Además, se observa que la minería de carbón tiene una participación mayoritaria en el departamento de Cesar, mientras que la minería de otros minerales tiene su mayor aporte en el departamento de Córdoba.

En los últimos años, las emisiones de GEI del sector se han concentrado en varios departamentos, entre ellos Casanare, La Guajira, Meta, Atlántico, Santander, Boyacá, Bolívar, Córdoba, Cesar y Cundinamarca. Es importante destacar que los departamentos de La Guajira, Boyacá y Norte de Santander presentan emisiones marcadamente similares entre algunos de los distintos subsectores.

En adición a lo anterior, se observa un aumento en las emisiones en los departamentos de Córdoba, Antioquia y Magdale-

na, lo cual puede atribuirse a la puesta en marcha de nuevas fuentes de emisión para generación de electricidad conectadas al SIN. Por otro lado, se ha registrado una disminución en las emisiones de generación de energía para el SIN en los departamentos de Valle del Cauca, Norte de Santander, Boyacá y Cundinamarca. Asimismo, se ha observado una reducción en las emisiones del sector de petróleo y gas (upstream) en el Putumayo, mientras que las emisiones por generación de electricidad en ZNI han mostrado una tendencia al alza en los departamentos de Amazonas, Chocó, Guainía, Vaupés y Vichada. En términos generales, las emisiones del sector petróleo y gas tienden a disminuir para el año 2021 en comparación con las estimaciones realizadas para el año 2020.

En cuanto al sector de generación eléctrica del SIN, se evidencia, en términos generales, una disminución en las emisiones en todos los departamentos comparado con los valores del año 2020. Específicamente, los departamentos de Norte de Santander, Valle del Cauca y Boyacá han mostrado una disminución destacable en sus emisiones. Sin embargo, el departamento de Casanare presenta un comportamiento excepcional, ya que ha experimentado considerables incrementos en las emisiones del SIN respecto al año 2020. Por otro lado, para la generación de electricidad en las ZNI, la mayoría de los departamentos han tenido emisiones relativamente estables entre los años 2020 y 2021, excepto San Andrés, que presentó una disminución en el año 2020 debido a los efectos del Huracán Iota, Putumayo con una reducción considerable entre los años 2020 y 2021, y Vichada, con un aumento significativo de emisiones en el mismo periodo de tiempo. Cabe men-

cionar que, a partir del año 2020, Casanare dejó de tener emisiones asociadas a las Zonas No Interconectadas.

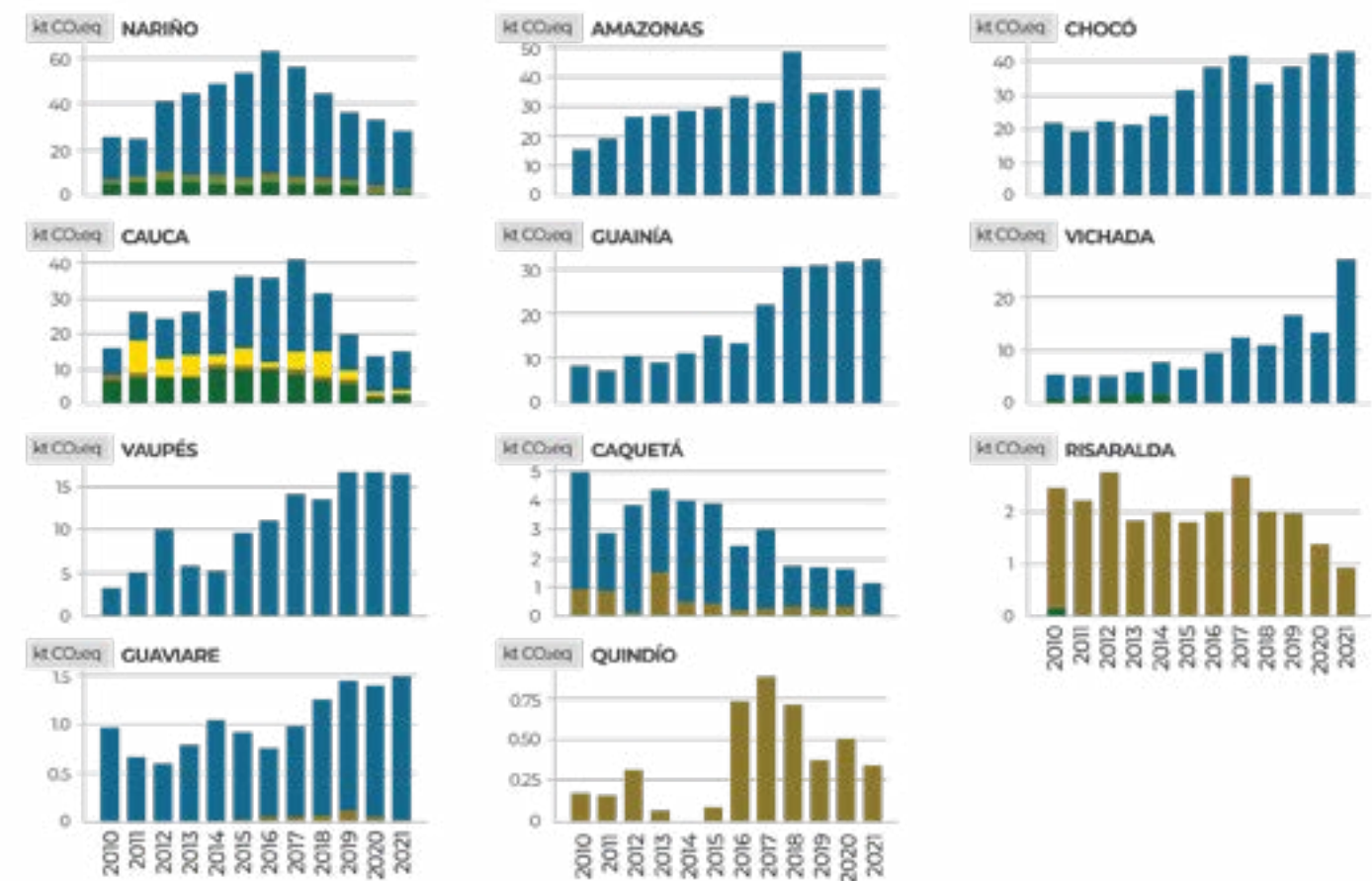
Las emisiones por la minería de carbón han experimentado un descenso generalizado en todos los departamentos, destacándose la notable reducción de emisiones en Boyacá, Cesar, Norte de Santander, Cauca y Cundinamarca. Sin embargo, el departamento de La Guajira fue el único que registró un incremento en sus emisiones por minería de carbón con respecto al año 2020.

Por otro lado, las emisiones generadas por la minería de otros minerales han mostrado un comportamiento creciente entre los años 2020 y 2021. Se destaca especialmente el crecimiento en departamentos como Córdoba, Norte de Santander, Cauca, Vichada y Risaralda.

En cuanto a la producción de petróleo y gas (upstream), la mayoría de los departamentos productores han reducido su producción de petróleo, y con ello, las emisiones en esta categoría. No obstante, se ha observado un aumento en las emisiones asociadas a la producción de hidrocarburos en los últimos años en los departamentos de Sucre, Bolívar, Atlántico y Córdoba.

En el sector midstream, las emisiones han mostrado una tendencia a la reducción desde el año 2019. Por su parte, en el sector downstream, las emisiones se han mantenido relativamente constantes en los últimos años, con la excepción del año 2020, donde pudo haber habido una reducción de emisiones debido a las restricciones impuestas por la pandemia de COVID-19.

▼ **Gráfico 4-1** Emisiones históricas del sector minero energético del país por departamento 2010-2021.



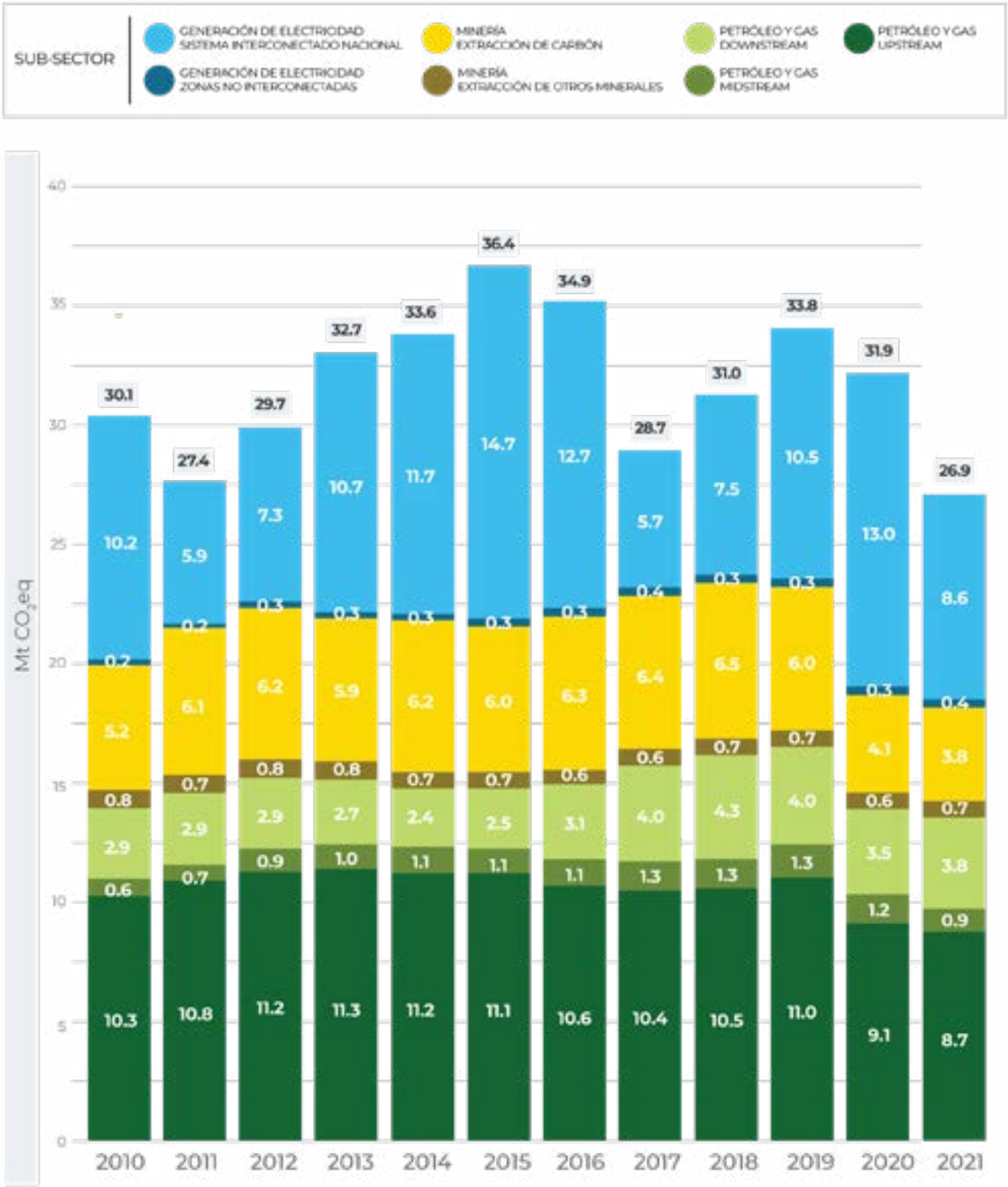
Fuente: elaboración propia.

El Gráfico 4-2 y en la Tabla 4-8 presentan las emisiones nacionales del sector minero energético del país, al agregar las emisiones departamentales y llevarlas a escala nacional. En el gráfico, las etiquetas blancas representan los valores de las emisiones para cada uno de los subsectores en millones de toneladas de CO₂ equivalente (Mt CO₂eq), mientras que las etiquetas negras en la cima de cada barra muestra el valor total de emisiones del sector para el país Mt CO₂eq.

Como se puede observar en el Gráfico 4-2, las actividades más representativas del sector minero energético corresponden

principalmente a la producción de petróleo y gas natural (upstream) y a la generación de electricidad en el SIN, que en promedio representaron aproximadamente el 65% de las emisiones para el periodo de 2010 a 2021. En el año 2021, las actividades de petróleo y gas natural acumularon cerca del 50% de las emisiones del sector, lo que equivale a 13,4 Mt CO₂eq, seguidos por la generación de electricidad (tanto en el SIN como en ZNI) con un 33%, lo que equivale a 9 Mt CO₂eq, y las actividades de minería con un 17%, equivalente a 4,5 Mt CO₂eq. Estos tres subsectores representan la mayor parte de las emisiones del sector minero energético del país.

Gráfico 4-2 Emisiones históricas del sector minero energético del país a nivel nacional 2010-2021.⁷



Fuente: elaboración propia.

⁷ Se han identificado y aplicado mejoras en la estimación de emisión provenientes de actividades carboníferas y de la industria del petróleo y de 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 los años 2010 y 2021 se presentan en la Tabla 4-9. El máximo de emisiones registrado en el periodo se reporta en el año 2015 con un valor de 36,4 Mt CO₂eq, seguido de 2016 con 34,9 Mt CO₂eq y 2019 con 33,8 Mt CO₂eq. Por el contrario, el mínimo de emisiones del periodo se reporta en el año 2021 con un valor de 26,9 Mt CO₂eq, seguido de 2011 con 27,4 Mt CO₂eq y 2017 con 28,7 Mt CO₂eq. Estos datos muestran la variabilidad anual en las emisiones del sector durante el periodo analizado.

En términos porcentuales de variación, los mayores incrementos en las emisiones del sector minero energético se presentaron entre 2012 y 2013 con un 9% de aumento, y entre 2011 y 2012 y 2017 y 2018 con un aumento cercano al 8% . Por otro lado, en cuanto a las reducciones, se destacan las disminuciones entre 2016 y 2017 con un -21% de reducción, y entre 2020 y 2021 con un -19% de reducción. Estas variaciones reflejan los cambios en las emisiones anuales del sector durante el periodo analizado.





▼ **Tabla 4-8** Total de emisiones Mt CO₂eq y porcentaje de variación sobre el total anual entre 2010 y 2021.

ACTIVIDAD	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
MINERÍA EXTRACCIÓN DE CARBÓN	5.18	6.08	6.24	5.94	6.22	6.04	6.32	6.43	6.45	5.96	4.06	3.81
MINERÍA EXTRACCIÓN DE OTROS MINERALES	0.79	0.69	0.81	0.78	0.71	0.68	0.64	0.64	0.67	0.69	0.63	0.69
PETRÓLEO Y GAS_ DOWNSTREAM	2.9	2.95	2.88	2.69	2.41	2.46	3.11	3.96	4.26	4.04	3.52	3.82
PETRÓLEO Y GAS_ MIDSTREAM	0.62	0.74	0.95	1.04	1.09	1.09	1.11	1.26	1.27	1.33	1.22	0.92
PETRÓLEO Y GAS_ UPSTREAM	10.25	10.8	11.25	11.29	11.17	11.1	10.62	10.4	10.5	10.98	9.08	8.75
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL_EMBALSES	0.02	0.02	0	0	0	0.05	0.14	0.14	0.15	0.23	0.21	0.23
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL_NORMAL	10.13	5.89	7.28	10.71	11.67	14.67	12.6	5.53	7.38	10.24	12.83	8.33
ZONAS NO INTERCONECTADAS_ TELEMETRIA Y NO TELEMETRIA	0.2	0.23	0.27	0.27	0.29	0.33	0.34	0.35	0.35	0.34	0.32	0.36
TOTAL	30.1	27.4	29.68	32.72	33.56	36.4	34.87	28.72	31.02	33.81	31.9	26.91
VARIACIÓN		-10%	8%	9%	3%	8%	-4%	-21%	7%	8%	-6%	-19%

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.

1A2b

Metales no Ferrosos.

1A2i

Minería y Cantería (Excepto minería de combustibles sólidos).

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 de los metales.

2C2

Producción de ferroaleaciones.

2B

Industria química.

2B8b

Producción de etileno.

3B4

Humedales.

3B4a

Humedales que permanecen como tales (difusión).

Para el periodo comprendido entre 2010 y 2021, se destaca que las categorías más relevantes en términos de emisiones del sector minero energético son, en orden de importancia, 1A1a, 1A1c y 1B2a. Estas categorías representan las mayores contribuciones a las emisiones de GEI durante el período analizado. Por otro lado, las categorías menos representativas en términos de emisiones son las 1A2b, 1A2i, 2C2, 2B8b y la 3B4a, que aportan en menor medida a las emisiones totales del sector durante el mismo periodo.

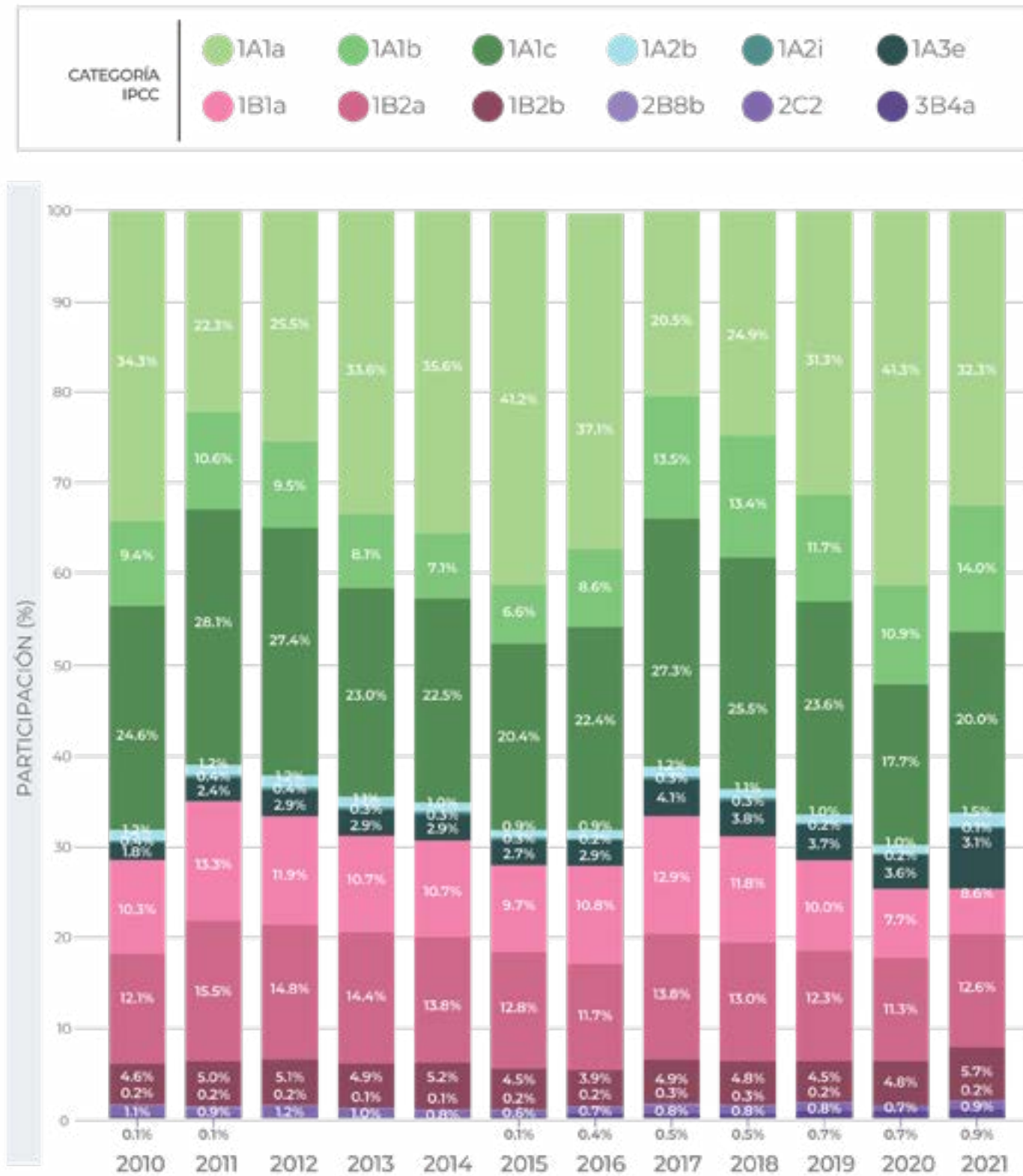
Entre los años 2015 y 2021, se observan cambios significativos en los porcentajes de emisión por fuente de acuerdo con la desagregación IPCC. La categoría 1A1a Industrias de la energía redujo su participación del 41,2% al 32,3%, mostrando una disminución en su contribución al total de emisiones. Por otro lado, la categoría 1A1b Refinación de petróleo ha experimentado un aumento en su participación.

En cuanto a la categoría 1A1c Fabricación de combustibles sólidos y otras industrias energéticas, se evidenció una leve disminución del 20,4% en 2015 al 20,0% en 2021.

La categoría 1B1a Minería carbonífera y manejo de carbón también ha experimentado una fuerte variación, reduciendo su representación del 9,7% de las emisiones del sector en 2015 al 8,6% en 2021.

El resto de las categorías no presentan mayores cambios significativos durante el periodo analizado y mantienen su participación relativamente estable en el total de emisiones del sector minero energético.

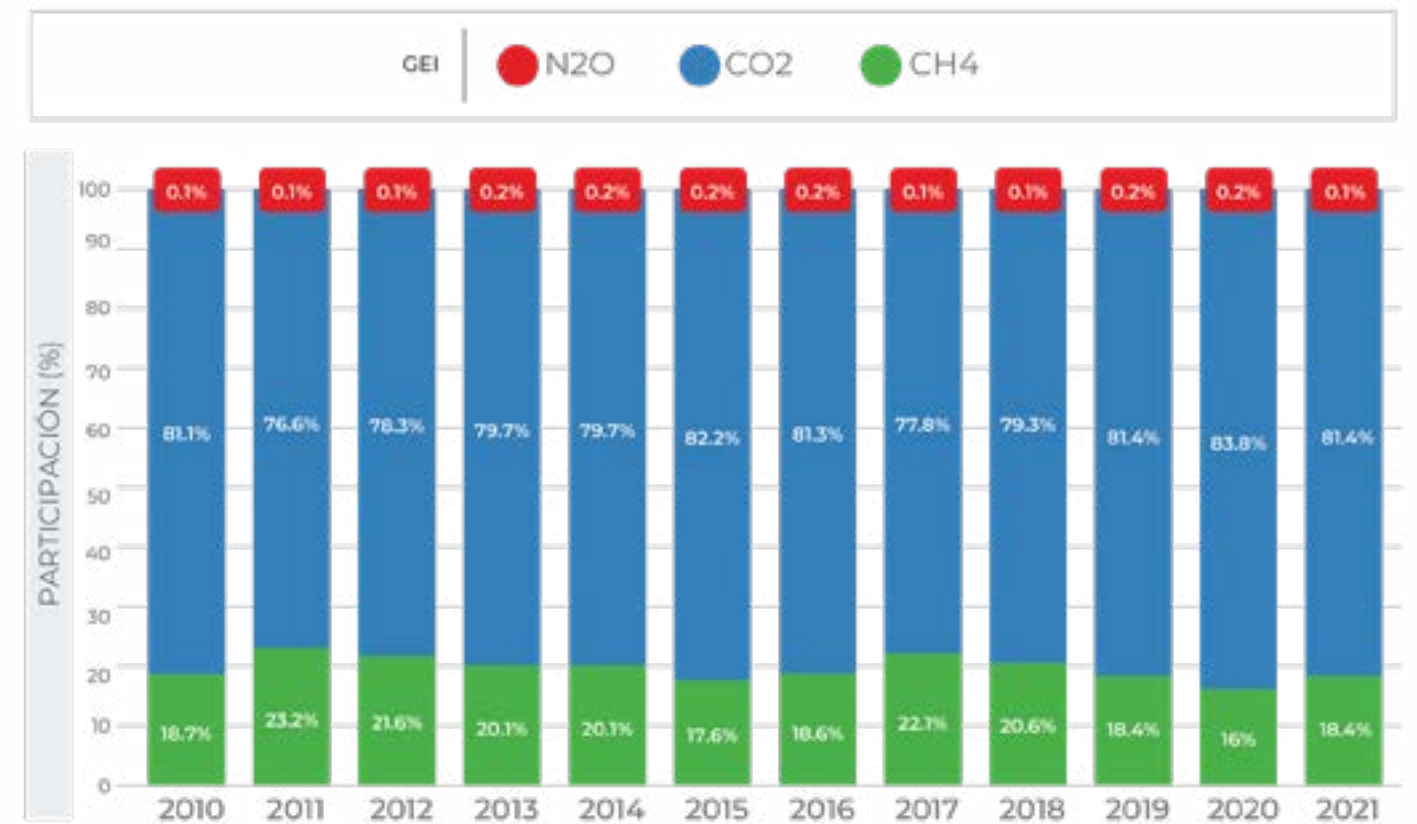
- ✓ **Gráfico 4-3** Distribución porcentual de emisiones totales entre 2010 y 2021 del sector minero energético por categoría IPCC.



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 muestran cambios considerablemente significativos. En promedio, las emisiones de CO₂ representan alrededor del 80,6%, seguidas por el CH₄ con un 19,2%, y finalmente, el N₂O con un 0,2% (ver Gráfico 4-4).

- ✓ **Gráfico 4-4** Distribución porcentual de emisiones totales entre 2010 y 2021 del sector minero energético por tipo de GEI.

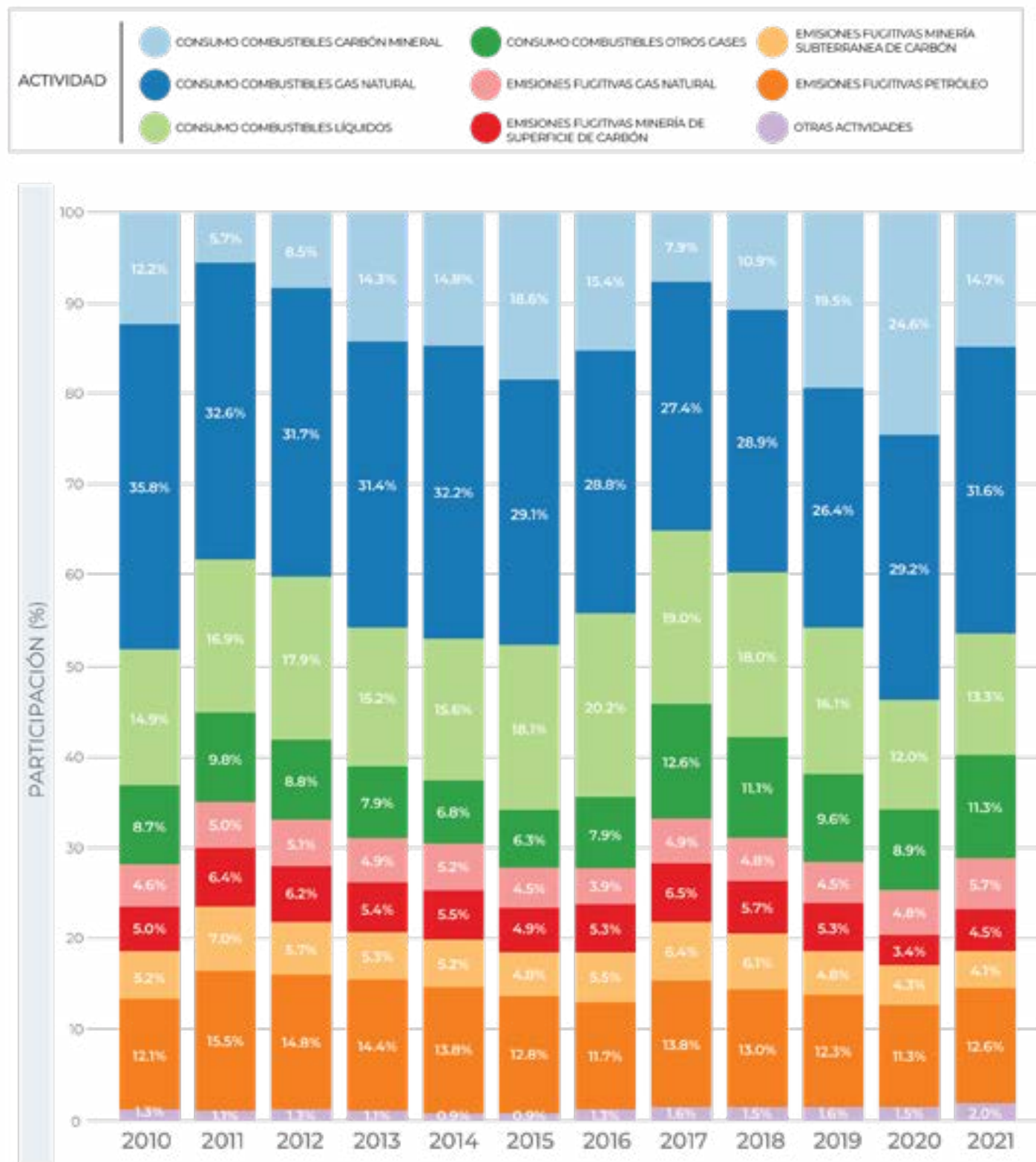


Fuente: elaboración propia.

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 ha influido en los porcentajes de participación en el sector. En promedio, el consumo de combustibles en el sector ha representado aproximadamente el 70,6% de las emisiones, seguido de las emisiones fugitivas relacionadas con

el petróleo y gas con una participación del 17,8%. Asimismo, las emisiones fugitivas derivadas de la producción de carbón han contribuido con un 10,2%, y otras actividades como las relacionadas con embalses, producción de etileno y producción de ferroaleaciones han aportado un 1,4% del total de emisiones.

- ✓ **Gráfico 4-5** Distribución porcentual de emisiones totales entre 2010 y 2021 del sector minero energético por actividades principales.



Fuente: elaboración propia.

Situación actual de las emisiones del sector

Para el año 2021, se estima que las emisiones contabilizadas por el MME alcanzaron un valor de 26,9 Mt CO₂eq. De este total, el 32% está asociado a la generación de electricidad en el SIN, mientras que el 1,3% está asociado a la generación de electricidad en las ZNI. Por otro lado, el 14,1% de las emisiones corresponden a la minería de carbón, y el 2,6% está asociado a la minería de otros minerales. En el caso del sector de petróleo y gas, su aporte en el total de emisiones es significativo. El 32,3% de las emisiones se atribuyen al subsector de upstream (producción de petróleo y gas), el 3,3% a midstream (transporte y almacenamiento), y el 14,12% a downstream (refinación). (ver Gráfico 4-2).

El diagrama de Sankey representado en el Gráfico 4-6 muestra la relación entre las emisiones de los distintos subsectores del sector minero energético en Colombia, y su contribución a cada una de las categorías de la metodología IPCC 2006. En la figura se observa que el sector tiene un gran aporte de emisiones debido al consumo de combustibles, seguido por las emisiones fugitivas y otras emisiones en menor escala, asociadas a embalses y a los procesos de producción de etileno y ferroaleaciones.

En el Gráfico 4-7, se destaca que para el año 2021 las emisiones fueron mayoritariamente de CO₂, producto de la combustión de combustibles. El siguiente gas más relevante en términos de emisiones fue el CH₄, emitido principalmente por las emisiones fugitivas asociadas al sector. Por último, el N₂O tuvo una participación muy baja en el sector, proveniente principalmente de las emisiones fugitivas en la producción de petróleo.

Al analizar las emisiones por las actividades principales del sector minero energético, se observa que el 95% de las emisiones están asociadas al consumo de combustible de gas natural, carbón mineral, líquidos y otros gases, así como a las emisiones fugitivas derivadas de la extracción de petróleo, gas natural y carbón de minería de superficie (ver Gráfico 4-8). Las emisiones más significativas del sector se concentran en el consumo de gas natural, con un total de 8,51 Mt CO₂eq, y en el consumo de carbón mineral con 3,97 Mt CO₂eq.

En cuanto a la distribución de las emisiones por departamentos para el año 2021, los departamentos con mayor aporte en emisiones al sector son Meta, Casanare, Santander, La Guajira, Córdoba, Atlántico, Bolívar, Cesar, Boyacá, Antioquia y Cundinamarca. Estos departamentos concentran alrededor del 90% de las emisiones totales 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 2021.

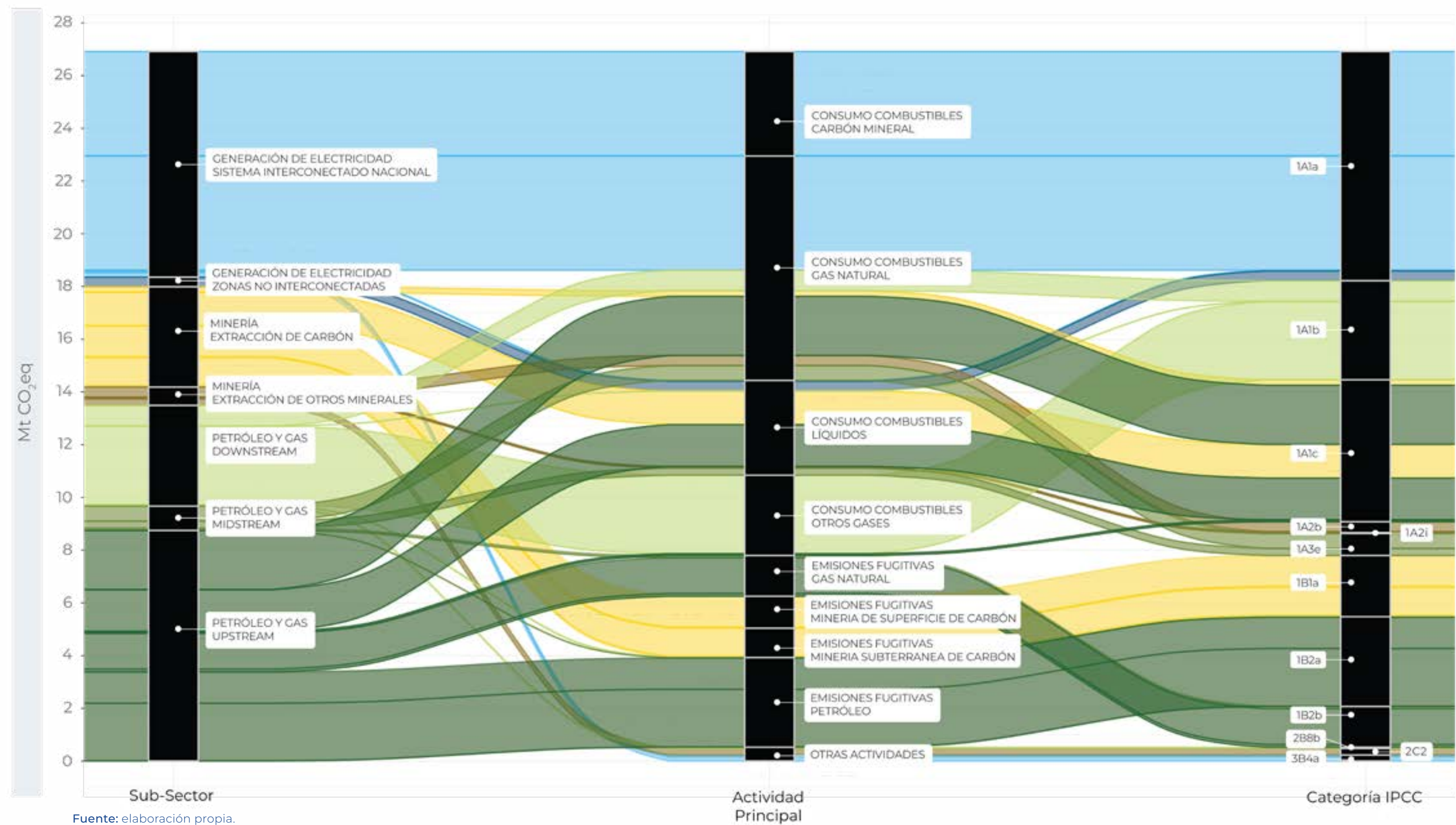


Gráfico 4-7 Relación entre las emisiones del sector con los GEI emitidos en el 2021.

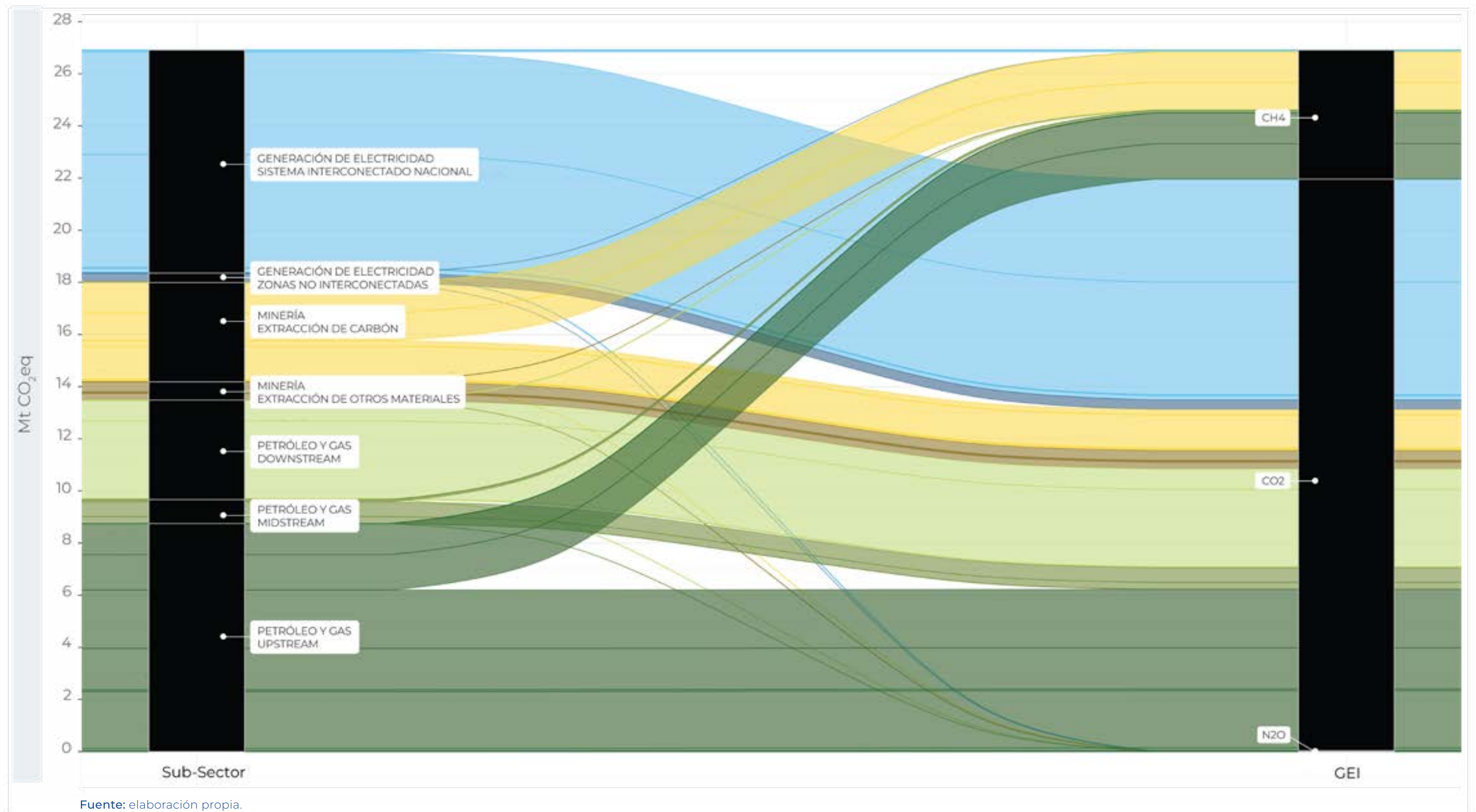
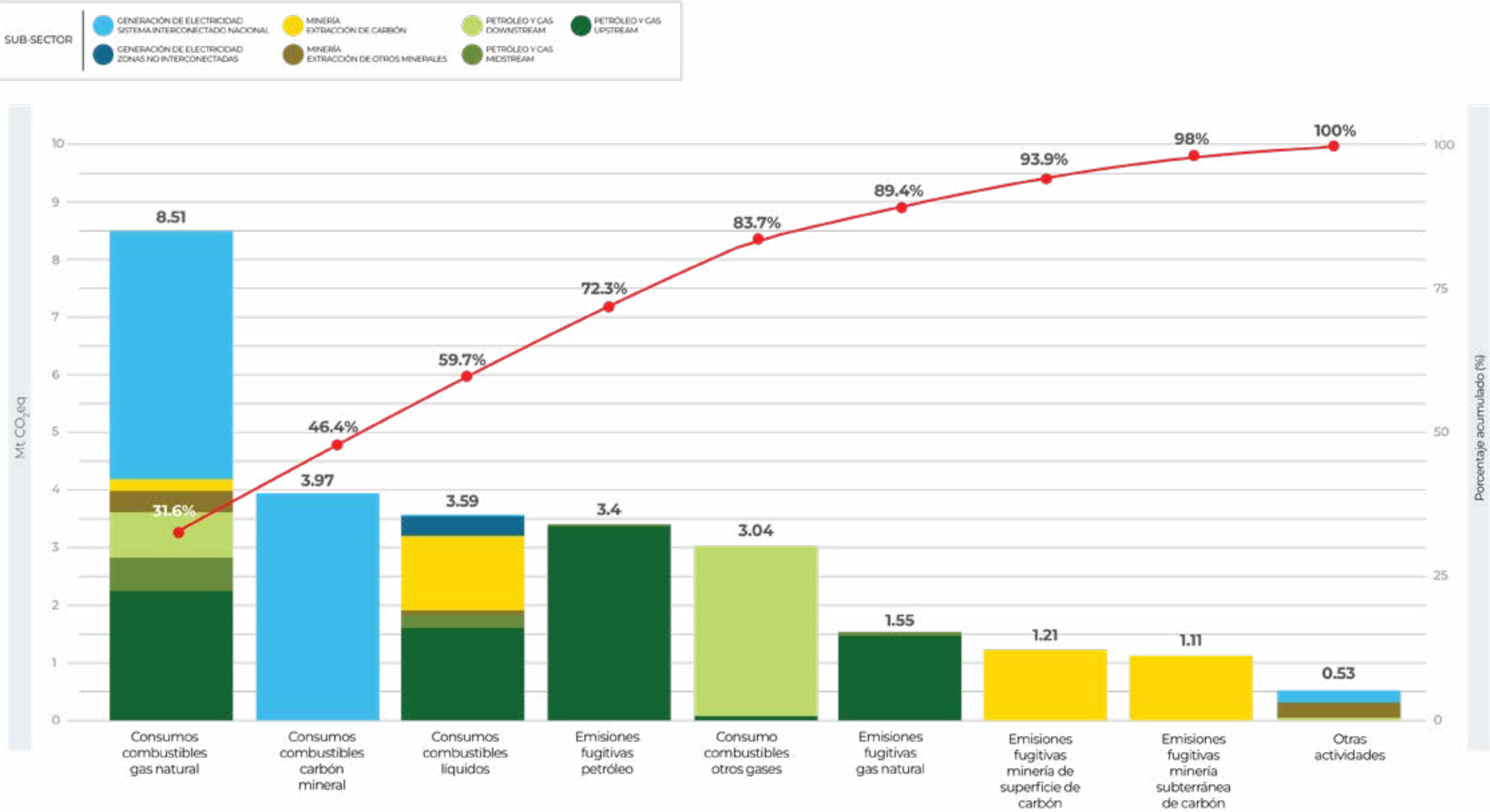
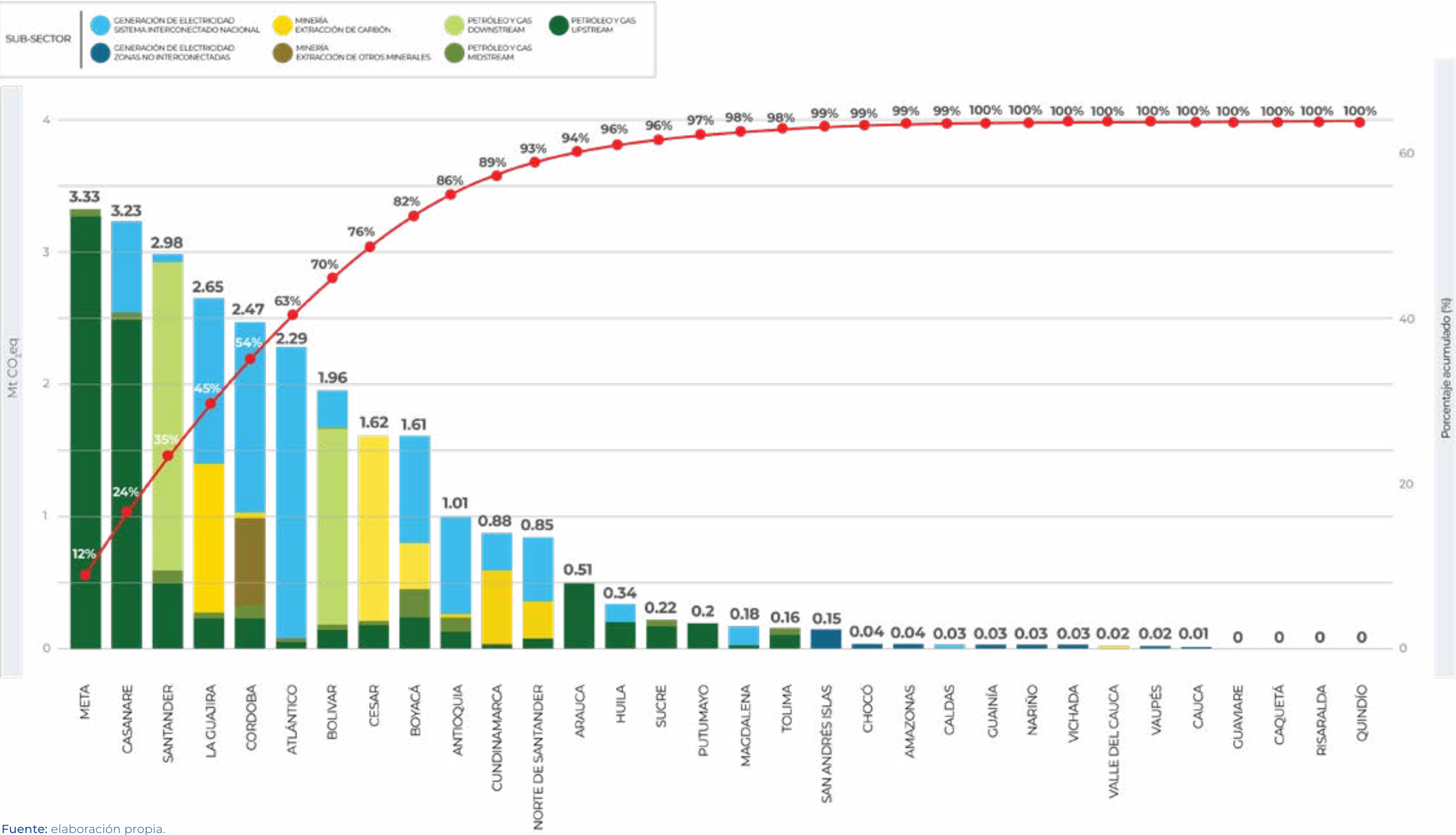


Gráfico 4-8 Diagrama de Pareto de emisiones GEI por actividad principal del sector para el 2021.



Fuente: elaboración propia.

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



Fuente: elaboración propia.



Complementando el reporte de resultados, se realizó la estimación de emisiones de GEI por departamentos para el año 2021. En el Mapa 4-1 se puede observar que Meta, Casanare, Santander, La Guajira, Córdoba y Atlántico son los departamentos más representativos, pues acumulan cerca del 60% de las emisiones nacionales. Por su parte, los departamentos de Guaviare, Caquetá, 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 32% de las emisiones nacionales del sector minero energético (ver Mapa 4-2). Los departamentos de Atlántico, Córdoba, Guajira y Boyacá son los más representativos acumulando cerca del 67% del total asociado a esta actividad; mientras que, los departamentos de Caldas y Santander representan menos del 1%.

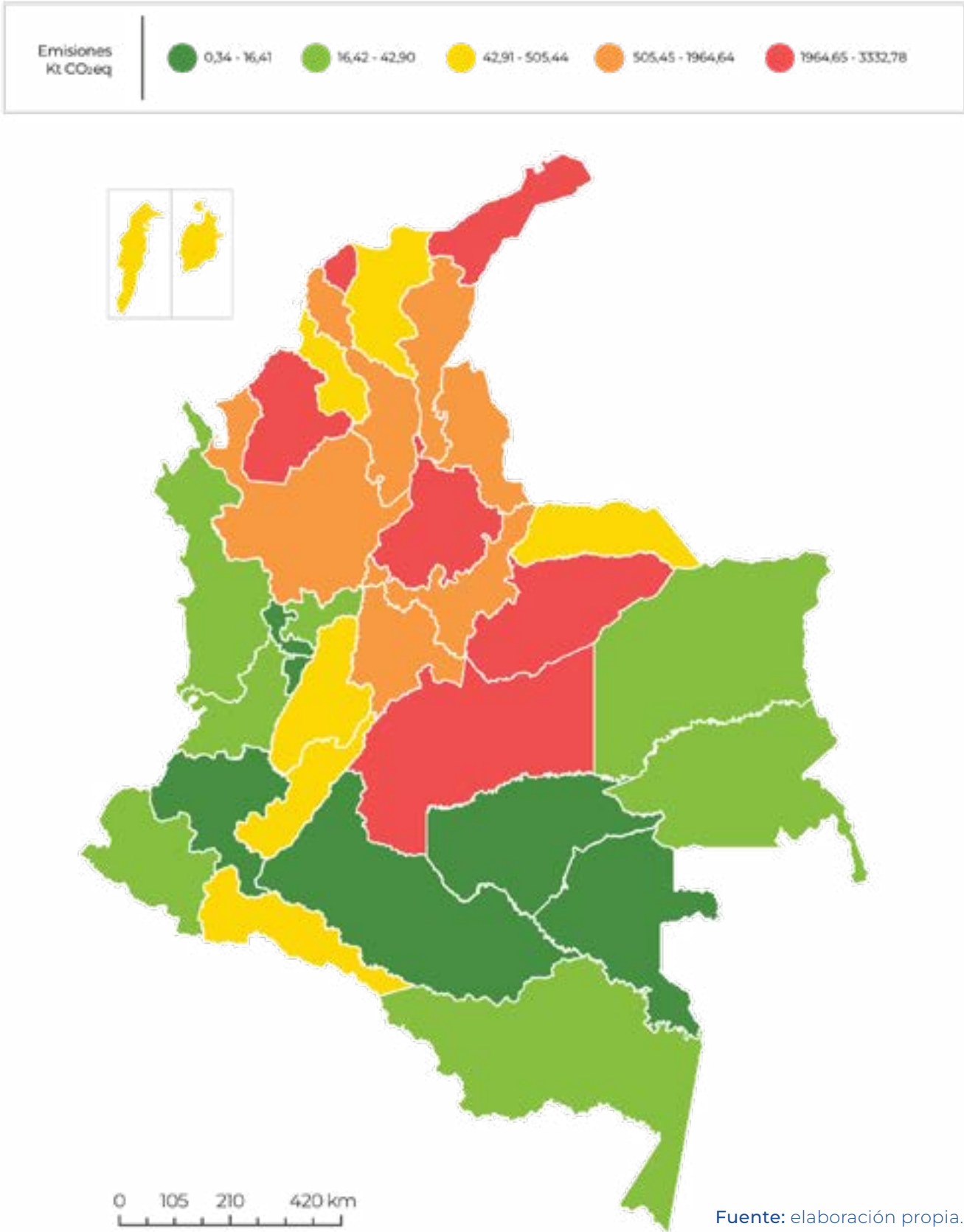
• **Zonas No Interconectadas (ZNI):** acumulan el 1,0% de las emisiones naciona-

les (ver Mapa 4-3). Los departamentos de Amazonas, Chocó y el Archipiélago de San Andrés y Providencia representan más del 50% del total acumulado en estas zonas; mientras que, los departamentos de Caquetá y Bolívar representan el 0,7%.

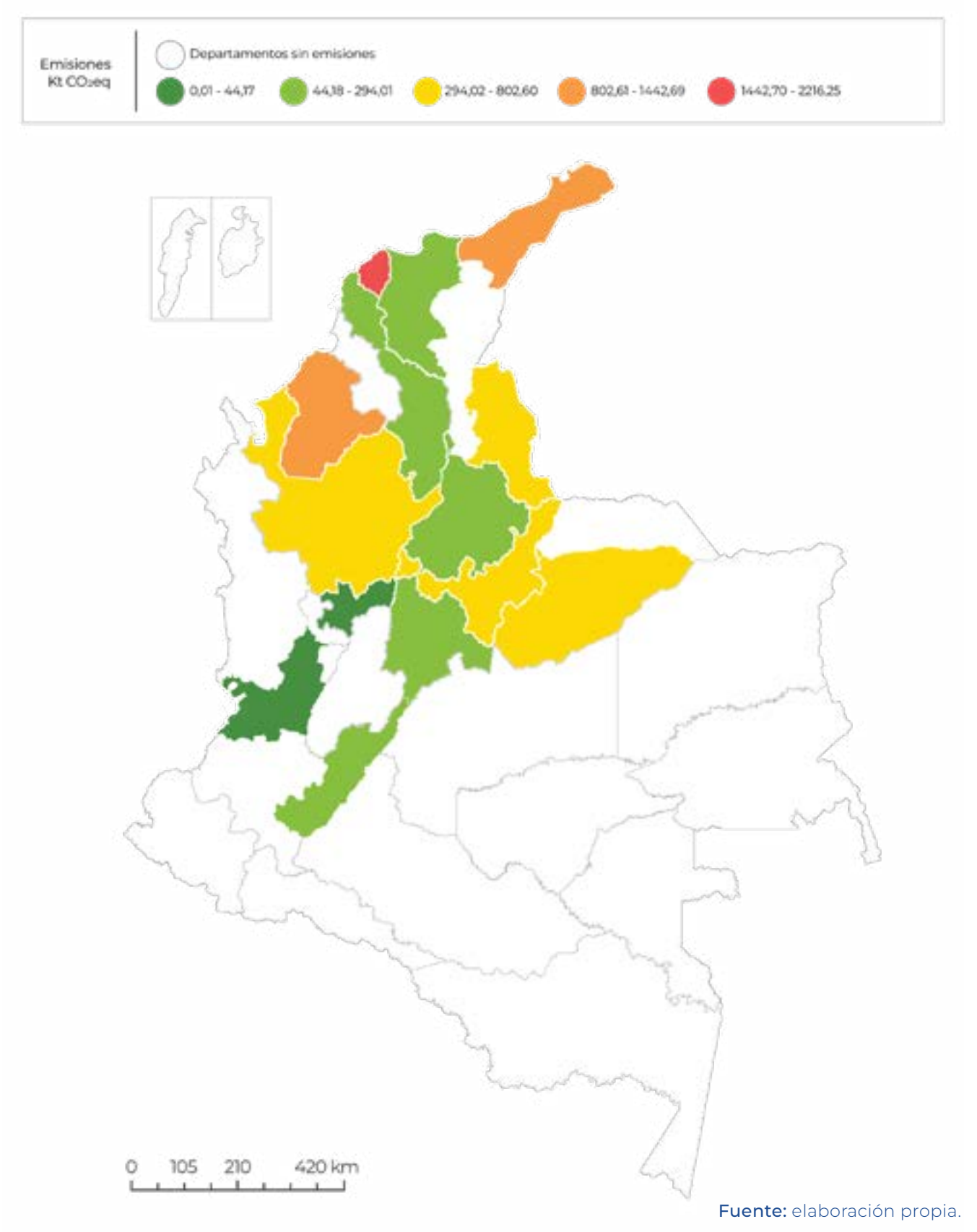
• **Minería:** representa cerca del 17% de las emisiones del sector minero energético en Colombia (ver Mapa 4-4). La mayor acumulación se presenta en el departamento del Cesar con aproximadamente el 31% del total de la actividad minera del país; en cambio, Valle del Cauca es el departamento con menor 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 50% 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 Meta, Santander, Casanare, Bolívar y Arauca. Por su parte, los departamentos de Caldas, Cauca y Nariño tan solo aportan el 0,05% de las emisiones.

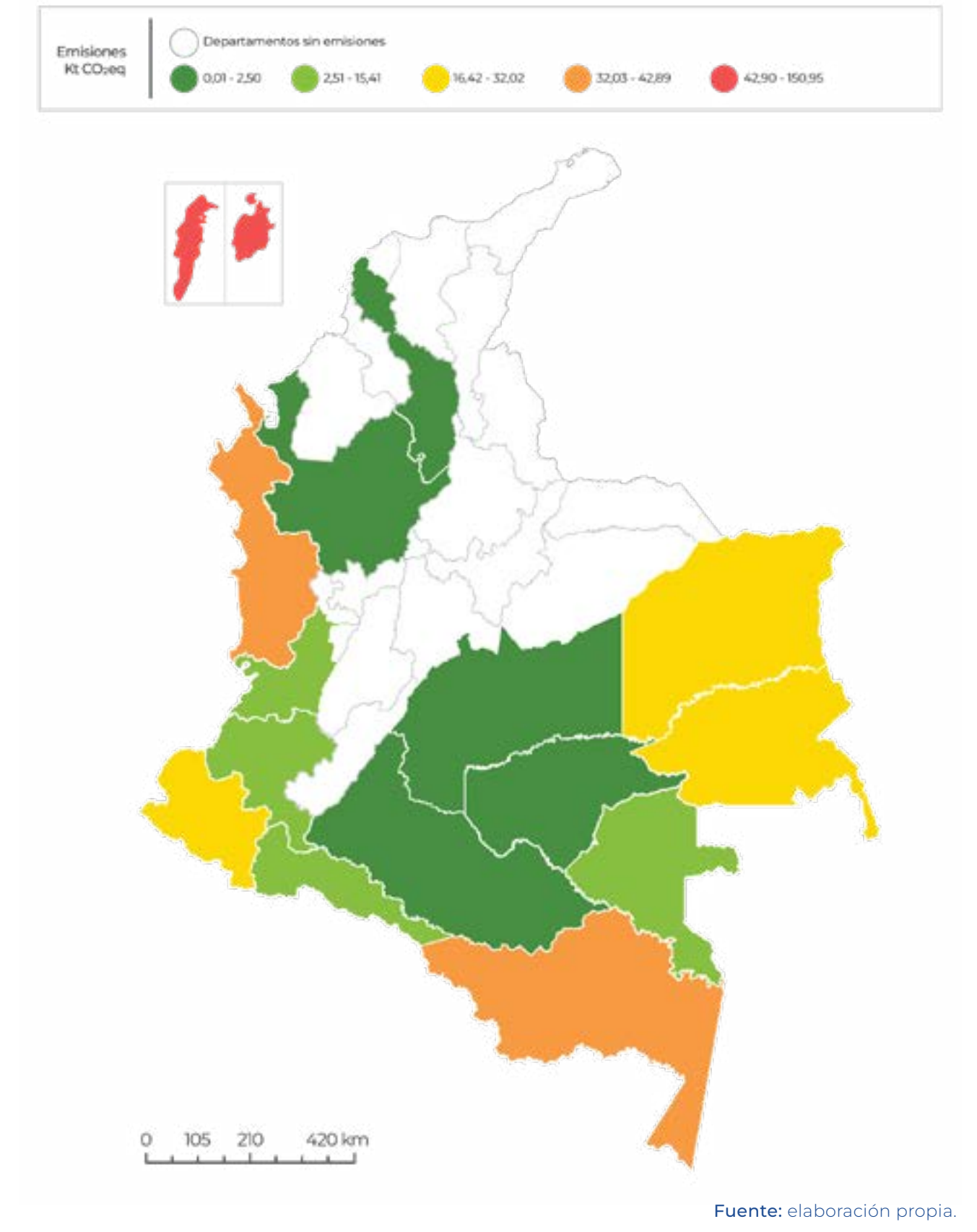
▼ **Mapa 4-1** Total de emisiones de GEI del sector minero energético por departamento para el 2021.



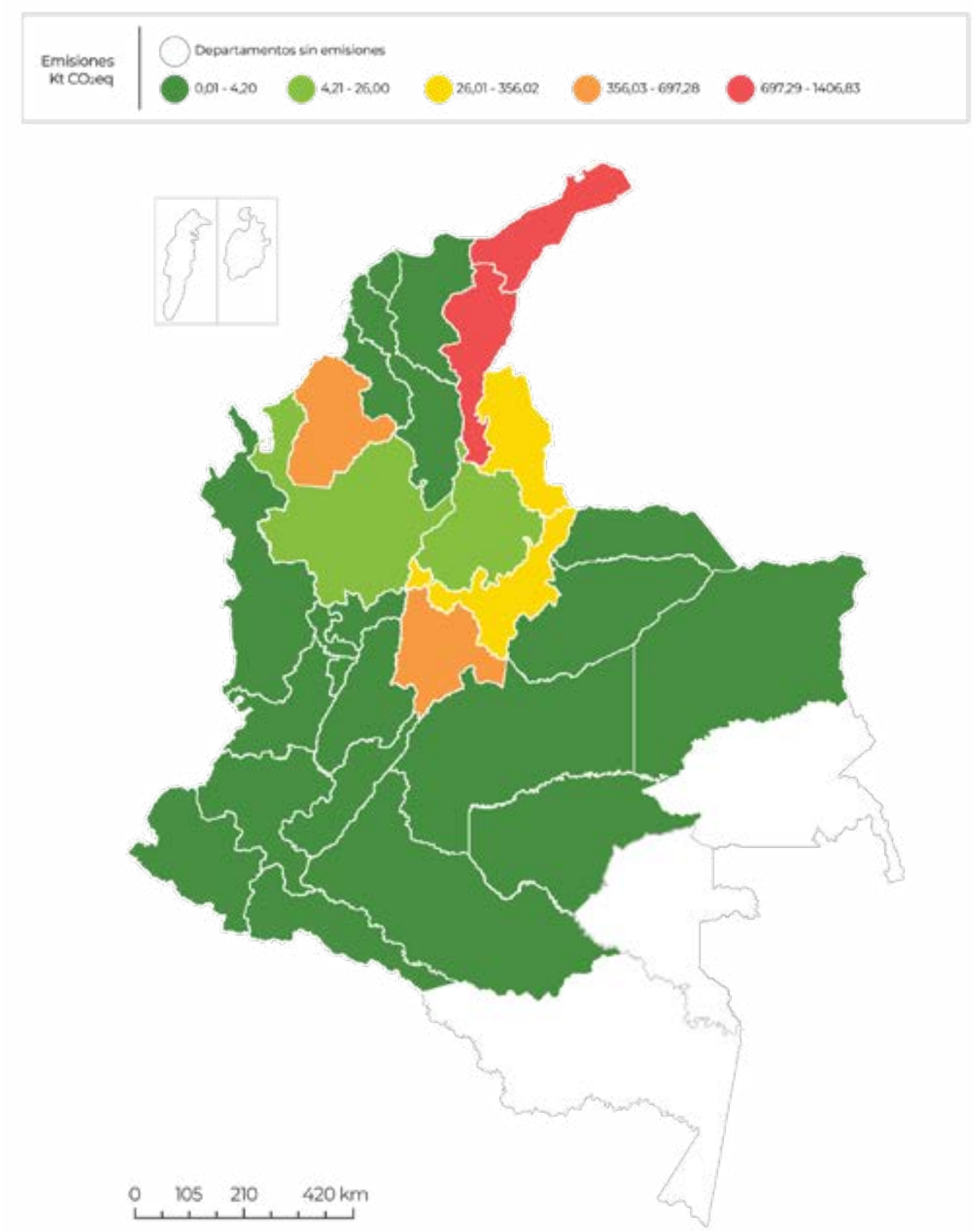
Mapa 4-2 Emisiones de GEI asociadas al Sistema Interconectado Nacional por departamento para el 2021.



Mapa 4-3 Emisiones de GEI en las zonas no interconectadas (ZNI) por departamento para el 2021.

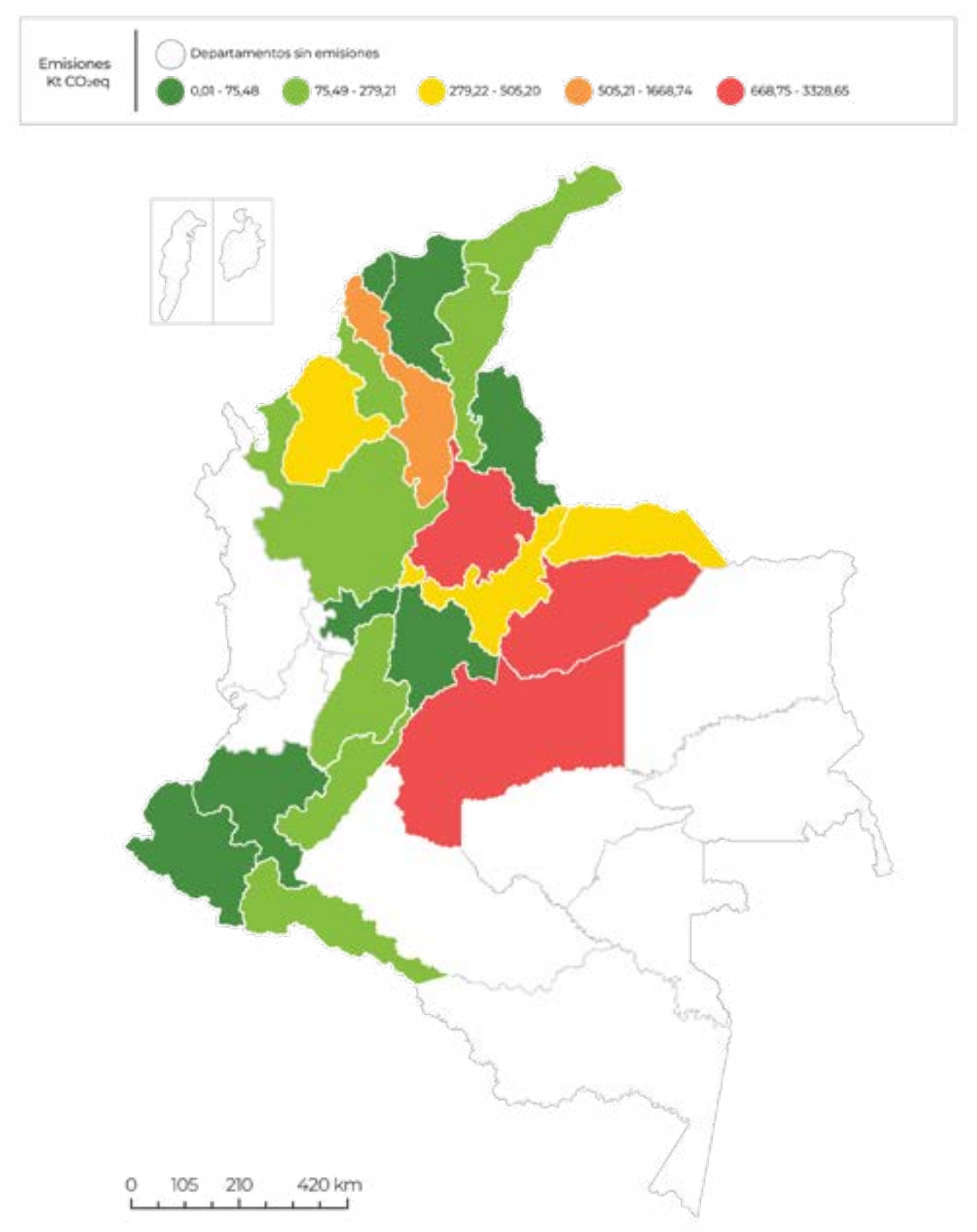


Mapa 4-4 Emisiones de GEI por actividades Mineras por departamentos para el 2021.



Fuente: elaboración propia.

Mapa 4-5 Emisiones de GEI del sector hidrocarburos por departamentos para el 2021.



Fuente: elaboración propia.

4.4. Definición de la línea base del MRVme

A continuación, se realiza 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. La siguiente es una breve descripción de los diferentes escenarios mencionados:

Línea Base MinAmbiente 2015

Para el 2015, MinAmbiente estimó la línea base a 2030 basado en diferentes estudios de consultoría, como producto de estos estudios se le asignaron al sector minero-energético las emisiones presentadas en la Tabla 4-10.

Línea Base MinAmbiente 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 LEAP⁸, para estimar las proyecciones tanto de la línea base como de la proyección de las medidas de mitigación a nivel nacional, en la Tabla 4-10 se puede observar la proyección de emisiones asignadas al sector minero energético.

INGEI BUR 2 2018

Corresponde a los datos obtenidos y presentados en el BUR 2 (IDEAM et al., 2018), en este reporte la serie temporal corresponde al 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 según el inventario nacional de emisiones. 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 MME 2020

El MME ha desarrollado su propia proyección de la línea base de emisiones para el año 2030, basándose en las proyecciones del sector elaboradas por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y documentadas en el Plan de Expansión Minero Energética de 2014, así como en los planes de abastecimiento de gas natural y combustibles líquidos. Estas proyecciones también consideran las estimaciones de producción de carbón. La metodología utilizada para estimar estas emisiones se encuentra detallada en la actualización del PIGCCme 2050, específicamente 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).

Respecto a los reportes bienales de actualización, actualmente se dispone de factores de emisión actualizados y valores de consumo de combustibles en refinerías, en los cuales se presentaban diferencias considerables con referencia al BUR 2. Respecto al BUR 3, la mayor causa de diferencias corresponde a la fuente usada para el consumo de combustibles en actividades de refinación.

Tabla 4-9 Líneas base del sector y reportes de emisiones en Mt CO₂eq.

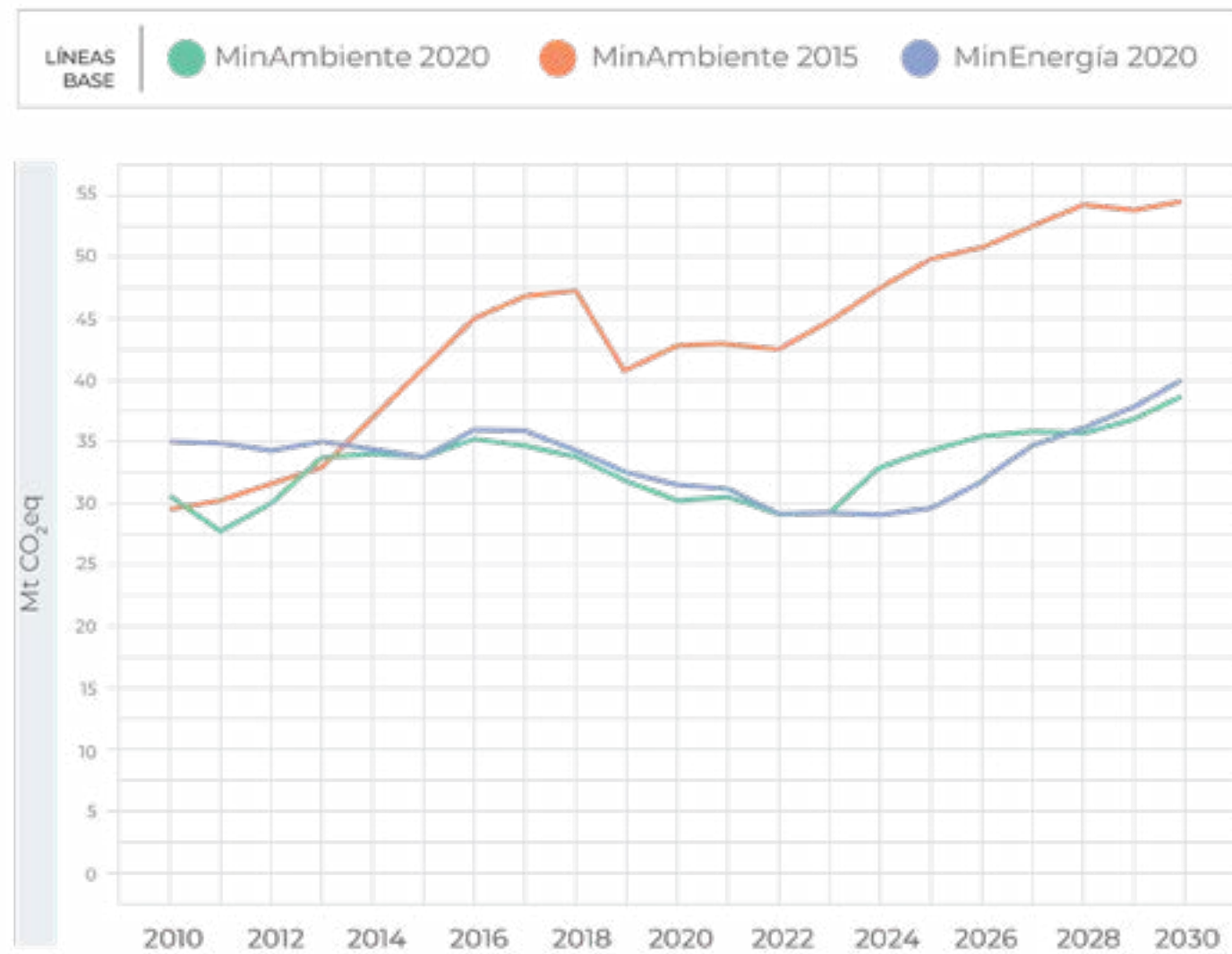
Año	Línea base			Escenarios mitigación			Reportes históricos		
	Línea base MinAmbiente –2015	Línea base MADS – 2020 [R]	Línea base MME – 2020 [LB]	MME –2020 [ESCO]	MinAmbiente – 2020 [M1]	MinAmbiente – 2020 [M3]	Reporte INGEI [BUR2]*	Reporte BUR 3*	Reporte MME
2010	29,40	30,71	35,10	35,10	30,71	30,71	26,41	32,06	30,10
2011	30,21	27,72	34,84	34,84	27,72	27,72	23,10	29,16	27,40
2012	31,64	29,78	34,18	34,18	29,78	29,78	24,61	31,13	29,68
2013	32,89	33,70	35,00	35,00	33,70	33,70	31,01	34,63	32,72
2014	36,63	33,89	34,34	34,34	33,73	34,63	31,38	35,42	33,56
2015	41,08	33,85	33,78	31,86	36,81	36,21		37,01	36,40
2016	45,07	35,12	35,97	34,21	35,47	33,50		37,46	34,87
2017	46,87	34,62	35,88	34,13	35,11	33,09		31,37	28,72
2018	47,20	33,75	34,32	31,36	34,00	32,41		33,67	31,02
2019	40,67	31,79	32,40	29,62	33,60	31,74			33,81
2020	42,72	30,29	31,50	28,30	30,41	29,71			31,90
2021	42,93	30,58	31,22	27,29	31,41	29,68			26,91
2022	42,54	29,14	29,20	27,88	28,57	26,94			
2023	44,65	29,13	29,02	24,58	26,65	23,42			
2024	47,36	32,76	29,00	20,88	25,41	24,47			
2025	49,76	34,38	29,57	20,56	26,35	23,86			
2026	50,69	35,42	31,65	22,16	26,31	23,03			
2027	52,52	35,76	34,60	24,95	27,29	22,80			
2028	54,15	35,64	35,96	26,46	26,35	22,37			
2029	53,82	36,75	37,68	27,72	28,51	22,78			
2030	54,41	38,65	40,00	28,16	30,72	23,79			

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

Fuente: elaboración propia basada en información relacionada en el texto explicativo.

8 Stockholm Environment Institute. (s.f.). LEAP - Long-range Energy Alternatives Planning System. <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 entre 2010 y 2030.



Fuente: elaboración propia basado en referencias citadas en el texto explicativo.

Como se evidencia en el Gráfico 4-10, hay grandes diferencias entre las proyecciones realizadas por MinAmbiente en 2015 y la actualización realizada por el MME en el 2020 respecto a las emisiones del sector minero energético a 2030. En la proyección de emisiones realizada por MinAmbiente en 2015 se incluyeron emisiones adicionales, como la producción de coque, que no fueron cuantificadas en las otras líneas base. Además, se utilizaron diferentes factores

de emisión y se plantearon proyecciones más ambiciosas en cuanto a la producción de carbón, petróleo y gas. Es importante destacar que la información histórica disponible para los años 2015 a 2021 permitió recalibrar los drivers utilizados en las modelaciones de la línea base en la actualización del ejercicio de MinAmbiente en 2020. Esto pudo haber contribuido a los valores inferiores de emisiones estimados en esa actualización. En conclusión, las diferentes

metodologías y enfoques empleados en las proyecciones realizadas por ambos ministerios pueden haber dado lugar a las divergencias en los resultados de las estimaciones de emisiones para el sector minero energético a 2030.

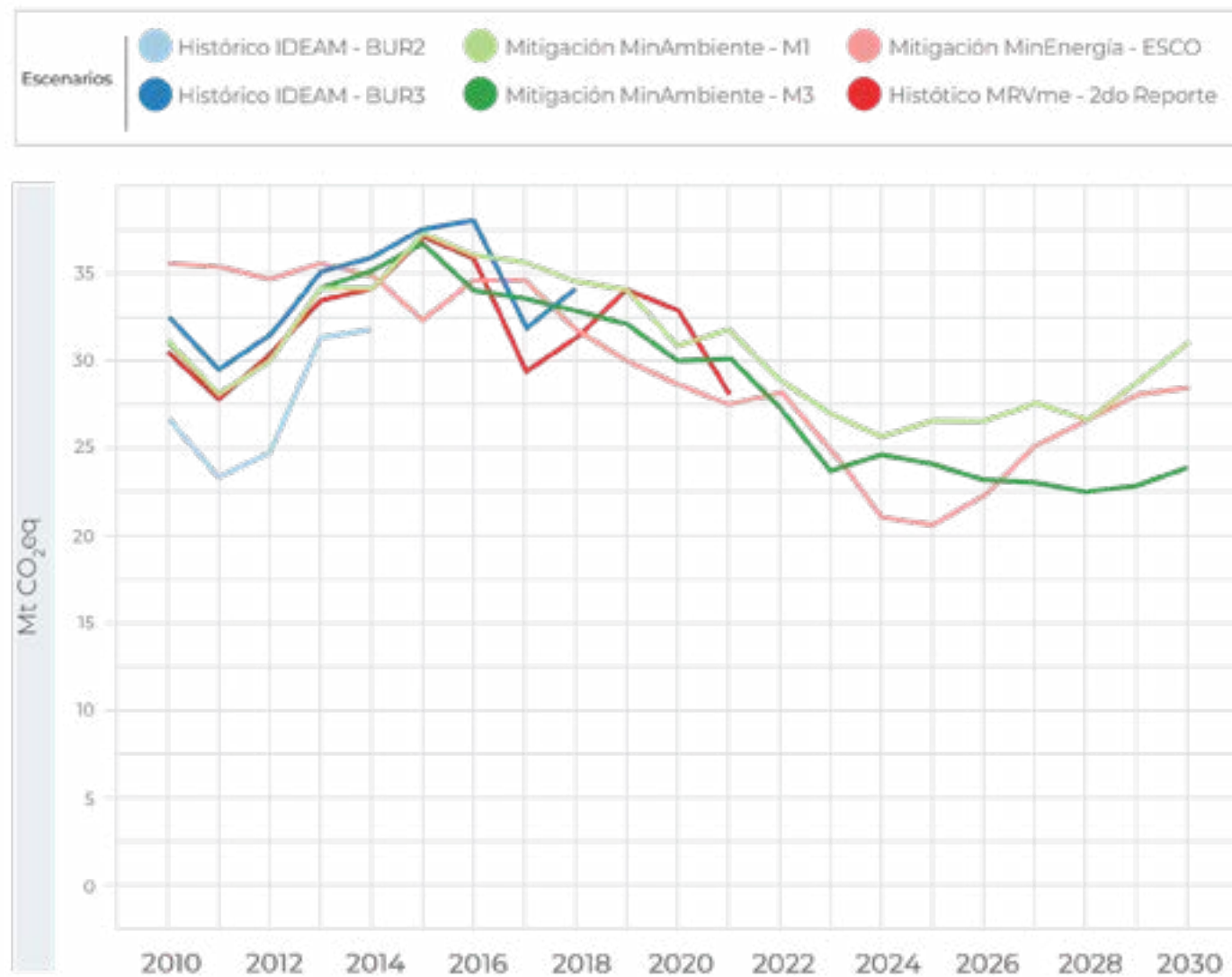
Como se puede observar en el Gráfico 4-2 la información histórica de las emisiones del sector hasta 2015 presentaban un comportamiento creciente, luego, al no ser consideradas las emisiones del periodo 2015-2021, la proyección de la línea base modelada seguramente sobreestima las emisiones del sector a 2030. Respecto a las líneas base elaboradas por el MME en el 2020 y la actualización del ejercicio por parte de MinAmbiente se encuentran similitudes en los valores de

las emisiones del sector.

Durante el período comprendido entre 2015 y 2023, las emisiones estimadas en las líneas base del MME han sido ligeramente superiores a las proyectadas por MinAmbiente. Sin embargo, entre 2023 y 2027, se ha observado un comportamiento contrario, con las emisiones de la línea base del MME siendo inferiores a las proyecciones de MinAmbiente. Finalmente, entre 2027 y 2030, las emisiones de la línea base del MME vuelven a ser mayores que las proyectadas por MinAmbiente. Estas diferencias en las estimaciones pueden atribuirse al uso de diferentes proyecciones para los energéticos y minerales a 2030 durante la construcción de las líneas base.



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



Fuente: elaboración propia.

El análisis de los escenarios de mitigación y el comportamiento histórico del sector (Gráfico 4-11), muestra que las emisiones del sector han fluctuado entre los valores de los diferentes escenarios de mitigación propuestos por distintas fuentes. A partir del año 2015, se observan divergencias en los escenarios de mitigación planteados. En la mayoría de los escenarios de mitigación, se proyecta un pico máximo en las emisiones del sector para el año 2015, independientemente de si se esperan aumen-

tos en las emisiones en el futuro. Esto indica que, en general, se prevé una reducción significativa de las emisiones a partir de ese año, incluso si posteriormente puedan presentarse fluctuaciones en los niveles de emisiones.

Entre los años 2016 y 2019, a pesar de haber experimentado un aumento en las emisiones del sector minero energético, estos niveles nunca han sobrepasado los valores registrados en el año base. Con relación al

BUR 2, se han implementado mejoras metodológicas en los factores de emisión y de actividad, lo que ha llevado a una mayor precisión en las estimaciones. Por otro lado, en el BUR 3, las líneas de emisiones presentadas siguen una tendencia similar, pero las diferencias entre ambas se deben

a la estimación asociada al consumo de combustibles en refinerías. Se utilizaron fuentes distintas de consumo de combustible en las mismas, lo que ha influido en las discrepancias en las estimaciones de emisiones entre ambos informes.

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 2021, se presenta el Gráfico 4-12, en el que se comparan las emisiones históricas por subsector, la línea base planteada por el MME y la trayectoria del escenario ESCO de mitigación.

En lo referente a la generación de energía, tanto en el SIN como en las ZNI, los valores para el año 2021 se aproximaron a las líneas base proyectadas por el MME. Además, cabe destacar que las ZNI mantenían su trayectoria de emisiones hasta el año 2020 en sintonía con el escenario de mitigación. Sin embargo, para el año 2021, las emisiones experimentaron un aumento que las alejó de dicho escenario.

En la minería de carbón, las emisiones históricas tuvieron un comportamiento similar a la línea base, sin embargo, a raíz de la caída en la producción de carbón registrada en el año 2020 producto del COVID19 principalmente, las emisiones se redujeron muy por debajo del escenario de mitigación ESCO del PIGCCme 2050; por otro lado, las emisiones generadas por la mine-

ría de otros minerales no tuvieron medidas de mitigación en el ESCO por lo que solo se tuvo en cuenta la línea base y el escenario de mitigación tienen el mismo valor en este análisis; aun así, las emisiones históricas de este tipo de minería han estado por encima de la línea base, principalmente en el año 2021, entre otras, por la implementación de plantas de autogeneración a gas natural en la extracción de ferroníquel.

Finalmente, en la cadena productiva de petróleo y gas se pudo establecer que las emisiones de upstream han estado por encima de los valores proyectados como línea base, y solo hasta 2021 las emisiones históricas fueron similares a la línea base; en midstream, las emisiones han estado por debajo de los escenarios proyectados, esto se debe en parte al cambio metodológico en la estimación de emisiones para este segmento; finalmente en downstream las emisiones históricas han estado los últimos años entre la línea base y el escenario de mitigación.

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



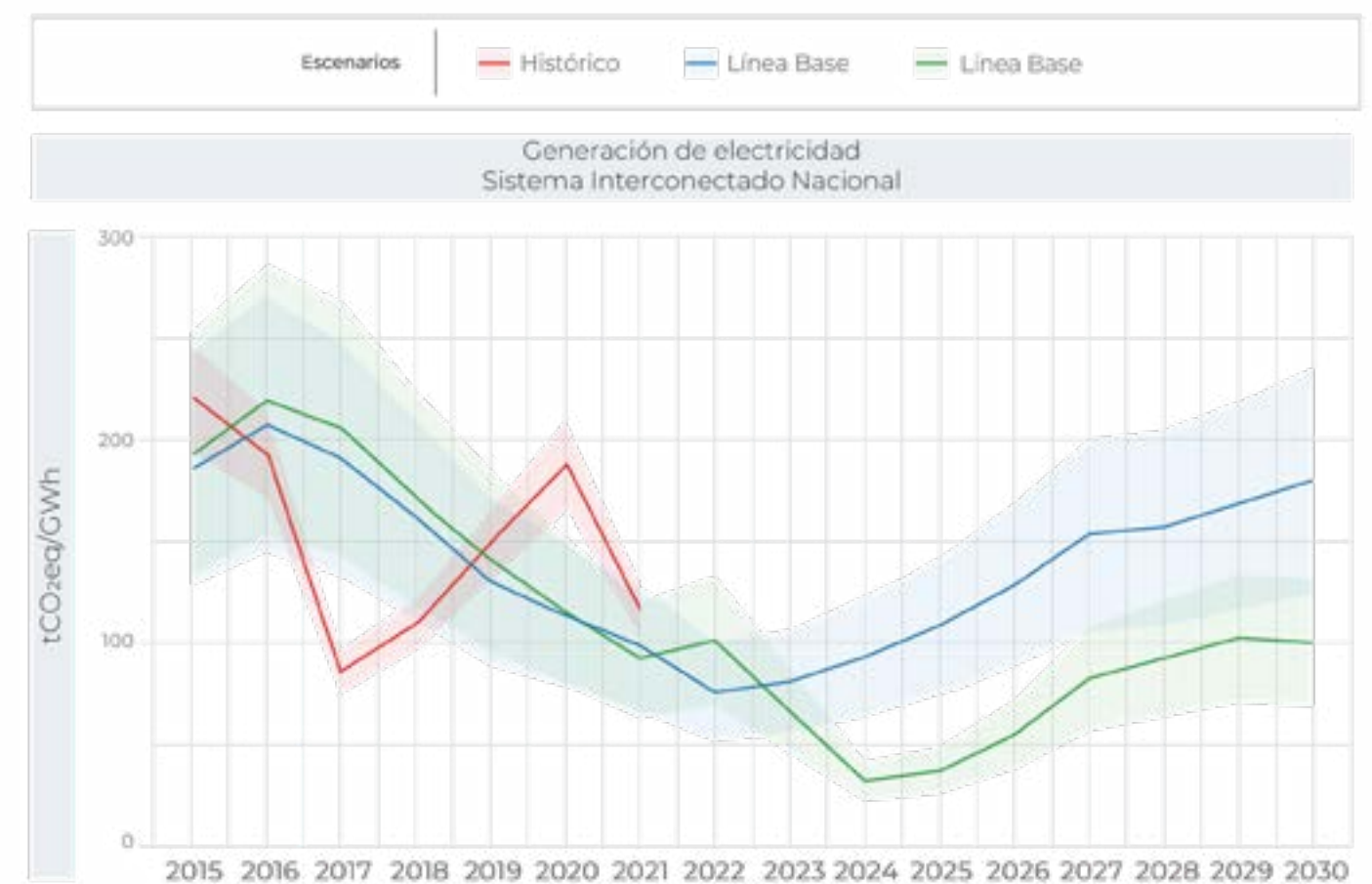
Fuente: elaboración propia.

También se elaboran gráficos que relacionan las emisiones por unidad de generación propia de cada subsector, identificando si a nivel sectorial 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 2020 y el 2021 se ha presentado un comportamiento decreciente de las emisiones por GWh generado, alcanzando incluso valores similares a los estimados para la línea base en el año 2021. Este decrecimiento puede estar relacionado con la fuerte reducción que ha existido en el último año en la generación eléctrica con carbón y el aumento del aporte porcentual de generación eléctrica por fuentes hídricas y FNCER que se ha presentado entre el año 2020 y 2021.

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



Fuente: elaboración propia.

Según el informe de la Agencia Europea de Medio Ambiente (EEA) del año 2022, la intensidad de emisiones promedio para la generación de energía eléctrica en Europa fue de 275 t CO₂eq/GWh en 2021. Se destaca que en Colombia, esta intensidad es menor (123 t CO₂eq/GWh) debido principalmente a su significativo aporte en generación hidroeléctrica. No obstante, es importante resaltar que dentro de la Unión Europea, los valores de esta intensidad pueden variar significativamente entre los diferentes países. Por ejemplo, en 2021, Suecia presentó un valor de 9 t CO₂eq/GWh, Italia registró 247 t CO₂eq/GWh, Alemania tuvo un valor de 402 t CO₂eq/GWh, mientras que Polonia alcanzó 750 t CO₂eq/GWh. Estos valores están estrechamente relacionados con la participación de las distintas fuentes de generación en la matriz energética de cada país y reflejan la diversidad en las emisiones generadas por el sector eléctrico en Europa. En comparación con países de la región, en el año la intensidad de emisiones para la generación de energía eléctrica en Chile fue de 390,7 t CO₂eq/GWh⁹, Argentina 393,3 t CO₂eq/GWh¹⁰ y Costa Rica 36,5 t CO₂eq/GWh¹¹.

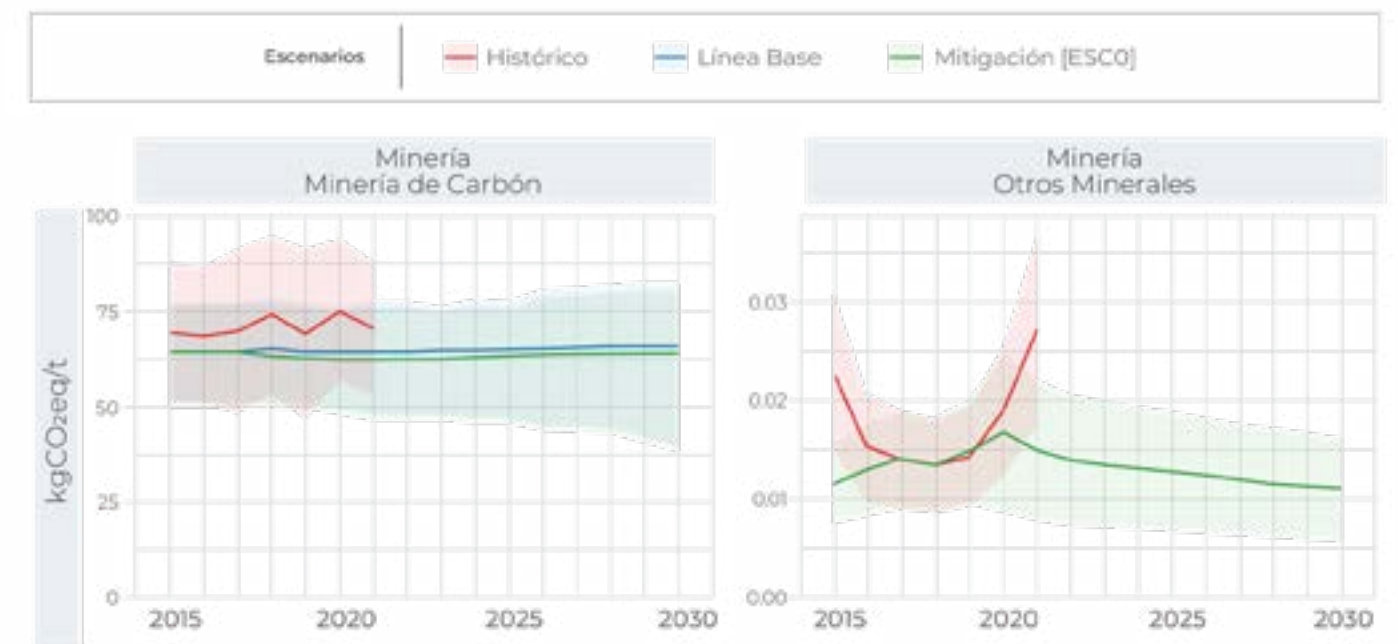
En cuanto a las emisiones por unidad de generación del sector de minera de carbón, se evidencia que el valor histórico que se ha obtenido ha disminuido hasta el valor del escenario de mitigación evaluado. El comportamiento histórico de los últimos años ha sido decreciente, siendo el año 2021 el año en el cual la reducción en este

indicador fue mayor. En cuanto a la intensidad derivadas de las emisiones fugitivas de carbón se tiene que este valor pasó de 39,6 a 35,1 kgCO₂/t entre los años 2015 a 2021. Este cambio está relacionado con la disminución en la producción de las diferentes cuencas del país. Estos valores coinciden con aquellos propios de la actividad minera en Alemania (40 kgCO₂/t) y República Checa (38 kgCO₂/t) según lo reportado por Miller (2017).

Los valores de esta intensidad varían ampliamente en la literatura, esto debido a las diferentes 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.

Por otro lado, en la minería de otros minerales, los valores de intensidad de emisiones fueron similares en el periodo comprendido entre 2017 y 2020 entre el histórico y la línea base, sin embargo para el 2021, esta intensidad se incrementó producto de mayores consumos energéticos de combustible por unidad de producción en este tipo de minería debido a la implementación de plantas de autogeneración de gas natural.

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



Fuente: elaboración propia.

Finalmente, se identifican las emisiones por BOE propio de cada segmento del sector hidrocarburos y se evidencia que downstream tiene esta intensidad entre las línea base y de mitigación, midstream

se encuentra actualmente por debajo de la línea de mitigación y upstream siempre ha estado por encima de los valores proyectados, tanto de línea base como de mitigación.

9 Energía Abierta. (s.f.). Factor de Emisión SIC-SING. <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/factor-de-emision-sic-sing/>

10 Ministerio de Energía de Argentina. (s.f.). Cálculo del Factor de Emisión de CO₂ de la Red Argentina de Energía Eléctrica <http://datos.energia.gob.ar/dataset/calculo-del-factor-de-emision-de-co2-de-la-red-argentina-de-energia-electrica>

11 Instituto Costarricense de Electricidad Compañía Nacional de Fuerza y Luz, S.A. (2023) Propuesta: modelo tarifario para la electrificación de procesos productivos. https://cicr.com/wp-content/uploads/2023/05/Propuesta_Tarifaria_electrificacion.pdf



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



Fuente: elaboración propia.



Según los valores reportados por la Iniciativa Climática de Petróleo y Gas (OGCI) en 2017, la intensidad de emisiones upstream a nivel global fue de 22,7 kgCO₂eq por barril equivalente de petróleo (BOE), y para 2019, este valor disminuyó a 19,5 kgCO₂eq/BOE (OGCI, 2020). Si bien el valor histórico estimado a nivel nacional se encuentra cercano a esta cifra (25,2 kgCO₂eq/BOE para 2021), es importante destacar que la comparación no puede ser concluyente en este momento debido a que se han identificado oportunidades de mejora en la información relacionada con los consumos de combustibles en actividades de extracción. Esto podría generar diferencias en el valor actualmente presentado para este indicador.

El artículo "Carbon intensity of global crude oil refining and mitigation potential" reporta que las intensidades de refinación de petróleo generalmente varían entre 13,9 y 62,1 kgCO₂eq por barril equivalente de petróleo (BOE), y el promedio ponderado a nivel mundial para 2015 fue de 40,7 kgCO₂eq/

BOE (Jing et al., 2020). Aunque se han identificado discrepancias en la cantidad de combustible utilizado en la refinación, los valores obtenidos para la intensidad de emisiones en esta actividad se encuentran dentro del rango internacional para la actividad de refinación (29,6 kgCO₂eq/BOE a 2021). Al realizar comparaciones de este indicador con otras refinerías a nivel mundial, se debe tener en cuenta que la composición específica del crudo que es cargado a las refinerías, y los procesos específicos de refinación llevados a cabo en las refinerías, influirán sobre la demanda energética de los procesos dentro de la misma, influyendo sobre los resultados de intensidad obtenidos.

Finalmente, para el transporte de hidrocarburos no se cuenta con un valor de referencia internacional, 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 (SNICC) 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 del SNICC se encuentra el sistema MRV Nacional. 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 di-

ferentes 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 REED+ 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 REED+ 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 MinAmbiente , individualmente o en asocio 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 MME tiene información de 56 iniciativas de mitigación provenientes del sector minero energético las cuales están registradas en el sistema RENARE a 2021, 20 corresponden al subsector de generación de energía eléctrica, 3 al subsector de petróleo y gas y 33 a generación de energía en las zonas no interconectados. La siguiente tabla resume el número de iniciativas de mitigación para cada subsector y su correspondencia con las líneas estratégicas del PIGCCme 2050.

▼ **Tabla 4-10** Número de iniciativas asociadas al sector minero energético inscritas en RENARE a 2021.

Sector	Línea estratégica PIGCCme 2050	
	Generación de energía	Eficiencia energética
Generación de energía eléctrica	19	1
Petróleo y gas	2	1
Zonas no interconectadas	33	0

Fuente: elaboración propia.

Se evidencia un incremento notable en las iniciativas de la ZNI inscritas en RENARE, las cuales se encuentran siendo desarrolladas en diferentes departamentos del país. Destaca igualmente la inscripción de dos

proyectos de generación de energía para el subsector de petróleo y gas y el crecimiento de proyectos de generación de energía en el SIN.

4.7. Informes de sostenibilidad de las empresas del sector minero energético

Con el propósito de hacer un seguimiento más detallado a los avances que han tenido las empresas en las metas de cambio climático, se ha realizado una revisión a los reportes de sostenibilidad a un amplio grupo de empresas de los diferentes subsectores de la cartera minero-energética. En este ejercicio, se verificó el creciente compromiso por las empresas del sector en hacer seguimiento a las emisiones de su actividad económica siendo notable el uso de las metodologías GHG-Protocol e ISO 14064-1. Se evidencia igualmente un esfuerzo creciente por las actividades de compensación, entendiendo esta estrategia como fundamental para el objetivo de alcanzar la carbono neutralidad a 2050. Finalmente, se destaca que en el ejercicio se identificaron diferentes proyectos de mitigación de GEI alineados con las diferentes líneas estratégicas del componente de mitigación planteados en el PIGCCme 2050. Para este ejercicio se revisaron 60 reportes de sostenibilidad de empresas a 2021, a continuación, se mencionan los aspectos más importantes encontrados en la revisión de estos reportes.

Para el subsector de hidrocarburos, se destacan proyectos de aprovechamiento del gas quemado en pozo para la generación de potencia, logrando convertir el exceso de gas en energía eléctrica. Se encuentran también estrategias dentro de las empresas para que el gas y GLP aumenten la par-

ticipación de ventas de la empresa entre 2030 y 2035 y la venta de productos bajos en carbono para contribuir a la disminución de las emisiones alcance 3. También se encuentran proyectos dirigidos a la optimización de la carga de las refinerías para generar menos emisiones en el proceso, al igual que consolidar productos petroquímicos cuyo uso final no sea la combustión. Medidas de disminución de venteos y eficiencia energética se han desarrollado en las refinerías nacionales. Por otro lado, se evidencia que paulatinamente la producción de hidrógeno verde por parte de las empresas de la cartera minero-energética se consolida como una alternativa de alto interés, se mencionan proyectos relacionados con producción de hidrógeno de hasta 8700kt anuales, desarrollo de pruebas para producción de hidrógeno a partir de biogás y estudios para la realización de la mezcla de gas natural con hidrógeno y transformación de plantas de hidrogeno gris en hidrógeno azul y verde. En cuanto a emisiones fugitivas, se desarrollan algunas campañas internas que han logrado determinar el sitio de la fuga y tomar medidas pertinentes para lograr la reducción de estas emisiones. Se menciona la incorporación de criterios de diseños en los montajes de campo para la disminución de las emisiones fugitivas y la obtención de factores de emisión propios, al igual que el desarrollo de inventarios top down y bottom up. En cuanto a la sustitución de energé-

ticos se habla de la instalación de parques solares, del uso de combustibles sintéticos, también existen iniciativas de maduración de pozos candidatos para proyectos de generación de energía geotérmica.

Para el sector de minería se ha identificado el avance en la elaboración de planes de descarbonización de algunas empresas de este subsector, incluyendo el objetivo de alcanzar la carbono neutralidad a 2050. Se evidencian medidas de mitigación relacionadas con la sustitución de combustible en la flota, utilizando gas natural o biodiesel.

Para el subsector de generación de energía eléctrica se evidencia el creciente interés en la evaluación de tecnologías de captura, almacenamiento y uso de CO₂. También se evidencian proyectos que evalúan la implementación de aire o mezclas aire-glicol como refrigerante en vez de agua. Igualmente se evidencia un interés constante en el desarrollo de proyectos FNCER y de almacenamiento de energía eléctrica. Hay proyectos relacionados con evaluación de tecnologías que mejoren la eficiencia de la combustión de carbón en centrales termoeléctricas. Las empresas dedicadas a la transmisión y distribución de energía eléctrica han mejorado su gestión del gas SF₆, teniendo repercusiones importantes sobre las emisiones de este gas. A nivel nacional se evidencia la construcción de nuevos parques eólicos, al igual que la adjudicación de proyectos de energía solar. Se destaca igualmente que algunas empresas del sector han manifestado reiterativamente su objetivo de alcanzar la carbono neutralidad a 2050.

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 compromiso por la disminución de las emisiones de GEI y la ejecución de proyectos alineados con las diferentes líneas estratégicas del componente de mitigación del PIGCCme 2050. Los proyectos de mitigación mencionados en los informes de sostenibilidad tienen repercusión en los valores numéricos de los indicadores de seguimiento a las metas climáticas definidos en la actualización del MRVme, sin embargo, 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, aunque ha habido avances en este tema, aún es posible mejorar el flujo de información de manera que se pueda estimar con mayor detalle las mejoras en indicadores que implican proyectos específicos.

Se evidencia que las empresas realizan cada vez esfuerzos mayores para presentar en sus reportes de sostenibilidad datos de intensidad de emisión e intensidad energética, de esta manera, dentro de la misma compañía se hace seguimiento a la reducción de intensidad que ha implicado la ejecución de los diferentes proyectos de mitigación, lo cual implica el compromiso por disminuir emisiones GEI sin afectar la competitividad de la empresa.

5 NECESIDADES Y APOYO RECIBIDO EN EL MARCO DEL MRVme

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	Articulación RENARE – MRVme	Se busca fortalecer la articulación entre estos dos instrumentos con el objetivo de definir las reglas de contabilidad y mejorar el flujo, gestión y recopilación de la información contenida en el Registro Nacional de Emisiones (RENARE) hacia el MRVme
	Seguimiento a incentivos tributarios	Es imprescindible implementar un esquema de seguimiento para los incentivos tributarios relacionados con la reducción de emisiones GEI. Para ello, se propone una colaboración estrecha entre la UPME, la ANLA y la DIAN, con el fin de garantizar la efectividad y transparencia de dichos incentivos.
	Seguimiento a los proyectos sectoriales de mitigación	Es fundamental fortalecer la capacidad de seguimiento de los proyectos sectoriales de mitigación de emisiones que estén registrados en plataformas distintas al RENARE. Para lograr esto, se requiere una colaboración activa entre las entidades involucradas en la gestión y monitoreo de estos proyectos.
	Fortalecimiento de la gestión de la información requerida para la estimación de indicadores, emisiones y otra información de interés para el MRVme	Es esencial mantener y fortalecer las capacidades técnicas adquiridas para una adecuada gestión de la información en todas las etapas del Marco de MRVme. Esto implica asegurar que las instituciones involucradas tengan las habilidades y recursos necesarios para llevar a cabo de manera efectiva todas las actividades relacionadas con el MRVme.
Proceso – Planeación	Revisión y actualización de los protocolos del MRV	Es de vital importancia fortalecer la revisión y el análisis periódico de los elementos fundamentales que constituyen el Marco del MRVme. Estos elementos incluyen las cadenas causales, la matriz de hitos, los indicadores y los diagramas de flujo de información. Estos elementos son la base para el desarrollo y funcionamiento de los diversos protocolos que conforman el MRVme, como el protocolo maestro, el protocolo de control y aseguramiento de calidad, el protocolo de cálculo de emisiones y su incertidumbre, entre otros identificados.
	Flujo de información con proveedores al MRVme	Es esencial fortalecer el apoyo en la definición, concertación y aprobación de protocolos de recolección de información y los mecanismos de transferencia de datos entre los proveedores y el Marco del MRVme. Dado el carácter periódico del requerimiento de información, es crucial establecer protocolos robustos y eficientes que faciliten la recopilación precisa y oportuna de datos relacionados con las emisiones de GEI .



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

5.2.1 Proyecto Materias Primas y Clima (MaPriC) – GIZ

Dentro del marco del Proyecto Materias Primas y Clima (MaPriC), actualmente bajo el liderazgo y financiamiento de la Sociedad Alemana de Cooperación Internacional GIZ Colombia, se llevó a cabo la consultoría titulada “Implementación del Sistema Monitoreo, Reporte y Verificación (MRVme) de mitigación de emisiones de GEI del PI-GCCme 2050”. El propósito central de esta consultoría ha sido brindar apoyo a la implementación del Sistema MRVme de mitigación de emisiones GEI del Plan Integral de Gestión de Cambio Climático del Sector Minero-Energético (PIGCCme 2050).

Dentro de los productos de esta consultoría se encontraron:

- Plan de Trabajo ajustado y aprobado para apoyar el seguimiento al Sistema MRVme de mitigación de emisiones GEI del PIGCCme, el cual fue entregado el 18 de abril de 2022.
- Documentos con los ajustes al MRVme y bases de datos con la información disponible, requerida para la estimación de Indicadores del MRV, emisiones GEI, carbono negro y precursores GEI, el cual fue entregado el 11 de Julio de 2022.
- Base de datos unificada con la estimación de los indicadores del MRV, emi-

siones GEI, carbono negro y precursores GEI entre el 2010-2021.

- Segundo reporte de MRV de mitigación del sector minero energético, que incluye el análisis de los indicadores, emisiones GEI, carbono negro y precursores GEI desarrollados en la consultoría, en versión no diagramada, el cual fue entregado el 27 de diciembre de 2022.

5.2.2 Proyecto INTÉGRAME – MME

El proyecto INTÉGRAME del MME pretende definir e implementar un modelo de gobierno de datos que garantice la calidad de los datos que harán parte de las ambiciones sectoriales de la plataforma de interoperabilidad, integración y analítica avanzada del Sector Minero Energético Colombiano.

Como parte de este proyecto, la Oficina de Asuntos Ambientales y Sociales (OAAS) del MME pretende responder a cinco preguntas de negocio, todas ellas asociadas al seguimiento de las medidas de mitigación y donde se pretende, entre otros, publicar aquellos indicadores establecidos para el MRVme, que responden a dichas preguntas, las siguientes son las preguntas de negocio y los indicadores asociados a las mismas.

Proceso – Gestión	Trabajo interinstitucional	Se busca un apoyo técnico para establecer espacios de trabajo conjunto con el IDEAM, MinAmbiente y otras entidades relevantes, con el propósito de identificar requerimientos y oportunidades de mejora en los flujos de información y facilitar el trabajo interinstitucional. Esto se enmarca dentro de la implementación y desarrollo del SINGEI, el Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes (RETCE), el Registro Obligatorio de Emisiones (ROE) y otros instrumentos identificados relacionados con la gestión de información y la mitigación de emisiones.
Proceso – Procesamiento	Procesamiento de información	Para mejorar la etapa de gestión del MRVme, es fundamental contar con un apoyo técnico sólido que permita optimizar la recolección, procesamiento, verificación y generación de indicadores, así como la estimación de emisiones GEI y otras variables relevantes para el sistema.
Proceso – Reporte	Escritura del reporte del MRVme	El proceso de análisis y seguimiento mediante los procedimientos y protocolos del MRVme es fundamental para evaluar la ruta de mitigación del sector. Uno de los instrumentos más importantes para llevar a cabo esta evaluación es el reporte del MRVme, que recopila y consolida toda la información relevante.
Salidas del MRVme	Definición del modelo de negocio	Es importante el apoyo técnico con la gestión del conocimiento dentro del MME 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 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.



▼ **Tabla 5-2** Preguntas de Negocio de INTÉGRAME e indicadores asociados.

Pregunta de Negocio	Indicador MRVme asociado
¿Cuáles son las emisiones de GEI, precursores GEI, y contaminantes climáticos de vida corta del sector?	EGEI: Emisiones GEI generadas ECCr: Emisiones de Contaminantes Criterio y Contaminantes Climáticos de Vida Corta
¿Cuáles son las reducciones de emisiones de GEI anuales del sector minero energético asociadas a las medidas de mitigación establecidas en el PIGCCme?	REGEI: Reducción de emisiones GEI
¿Cuál es la intensidad de emisiones de GEI de los subsectores petróleo y gas, minería de carbón y generación de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional y en las Zonas no Interconectadas?	EGEIU: Intensidad de emisiones GEI ECCrU: Emisiones de Contaminantes Criterio y Contaminantes Climáticos de Vida Corta
¿Cuál es el avance de las actividades planteadas en el PIGCCme 2030 y PIGCCme 2050?	InAc: Indicadores de Actividades del PIGCCme
¿Cómo se reflejan las actividades de mitigación planteadas en el PIGCCme en el sector?	W: Energía eléctrica generada CplnG: Capacidad Instalada de Generación PDsD: Promedio de desviación estándar diaria de Demanda Comercial de energía Eléctrica Eft: Eficiencia en las centrales térmicas EfPT: Eficiencia de Producción basada en la demanda total de energía CbZNI: Usuarios atendidos en las ZNI InPr: Indicadores de precios de generación de energía CRest: Costo por restricciones QDC: Consumo de energía de combustibles fósiles por energía demandada PrFNC: Cantidad de proyectos FNCE registrados en la UPME PrRNR: Cantidad de proyectos registrados en el RENARE ACoAm: Áreas sembradas como Compensaciones Ambientales FrCF: Fracción Usada del gas de formación DRFpF: Programas de detección y reparación de fugas por facilidad UsRDT: Usuarios en la respuesta a la demanda NCCS: Cantidad de CCUS/CCS CGEI: Emisiones compensadas por el sector

Fuente: elaboración propia.

6 DESARROLLO DE CAPACIDADES

6.1. Fortalecimiento de capacidades planificadas

En el marco del seguimiento al MRVme, se ha realizado un importante fortalecimiento de los conocimientos del personal encargado de la estimación de emisiones e indicadores, así como del equipo responsable de la consolidación del reporte del MRVme. Este proceso de capacitación y desarrollo de habilidades se ha traducido en una mayor capacidad para realizar la estimación de la línea base y los escenarios de mitigación, lo que ha sido fundamental para conceptualizar y concretar el compo-

nente de mitigación del PIGCCme 2050.

En este sentido, se ha logrado establecer los primeros canales de flujo de información, lo que ha permitido estimar las emisiones, indicadores y demás información plasmada en este reporte del MRVme. Sin embargo, se reconoce que estos canales deben ser reforzados y mejorados mediante la implementación de arreglos interinstitucionales que faciliten un flujo de información más ágil y efectivo.

6.2. Fortalecimiento de capacidades planificadas próximos pasos

Una de las prioridades para avanzar en los próximos pasos del MRVme es la formulación y el fortalecimiento de un equipo de trabajo dedicado a todos los procesos involucrados en el MRVme. Este equipo deberá encargarse tanto de la consecución de la información de entrada como de los procesos internos y las salidas del MRVme.

Un aspecto clave para mejorar continuamente el MRVme es la capacitación constante del equipo interno y de las entidades adscritas al MME en las metodologías de cuantificación de emisiones y su respectiva incertidumbre. Con ello, se aumentará el conocimiento en el sector sobre las técnicas de estimación de emisiones, permiti-

tiendo una mejora continua en la precisión y calidad de los resultados del MRVme.

Dado que existen tecnologías emergentes en el sector, como el almacenamiento de baterías, el uso y generación de hidrógeno y las tecnologías de captura, uso y almacenamiento de carbono, es fundamental fortalecer las capacidades para estimar las emisiones o reducciones asociadas a estas tecnologías. También se deben desarrollar indicadores que permitan hacer un seguimiento efectivo de la implementación de estas tecnologías y su impacto en las emisiones de GEI del sector.

El equipo responsable del MRVme deberá

aprovechar todos los instrumentos administrativos y apoyo del MME para fortalecer las capacidades de flujo de información en el MRVme. Además, durante las revisiones periódicas del MRVme, el equipo identificará nuevas necesidades de información y se concretarán los mecanismos de captura de datos con las entidades encargadas de generarlos, asegurando la inclusión de información actualizada y relevante en el proceso de monitoreo.

Es esencial establecer mecanismos de articulación con la estrategia de capacidades desarrolladas en el componente de gobernanza, asegurando una sinergia y coordinación efectiva entre los diferentes aspectos del MRVme. La articulación con la estrategia de capacidades garantizará una implementación coherente y efectiva del MRVme, fortaleciendo la toma de decisiones informada y basada en datos sólidos.



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

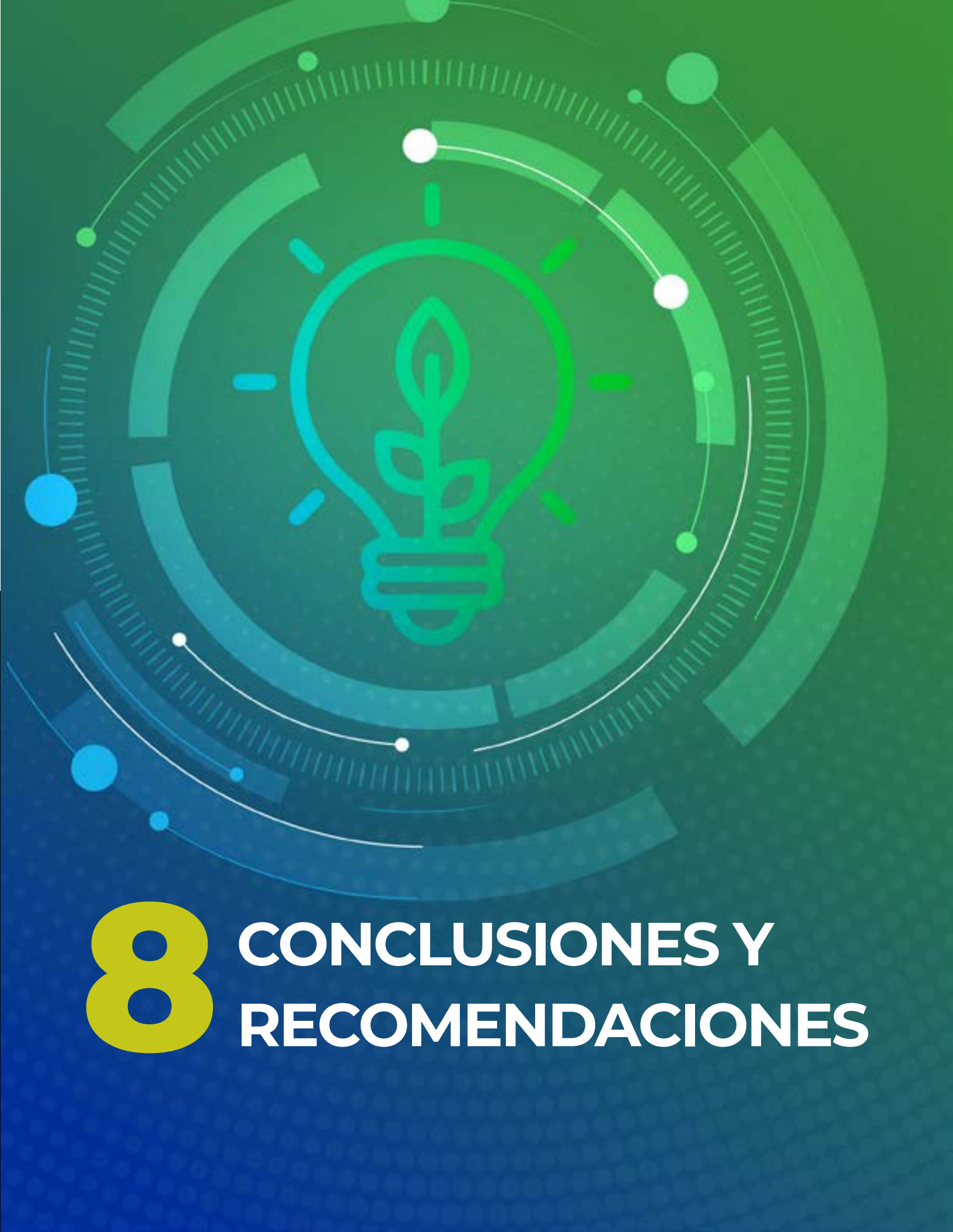
▼ **Tabla 7-1** Planes de mejora para el MRVme

Módulo del MRV	Hallazgo	Plan de mejora
	Falta de estructuración del flujo de información de RENARE al MRVme e incentivos tributarios.	Para mejorar el MRVme, es fundamental establecer arreglos institucionales sólidos y duraderos que regulen el flujo de información necesaria para el sistema. Estos acuerdos deben especificar claramente el listado de información requerida por el MRVme y la forma en que se debe transferir y compartir entre las entidades involucradas. Los arreglos institucionales deberían tener una vigencia determinada y ser revisados periódicamente para asegurar su actualización y adecuación a las necesidades cambiantes del sistema. De esta manera, se garantiza la continuidad y sostenibilidad del MRVme en el tiempo.
	Falta de información de los proyectos sectoriales de mitigación registrados a RENARE.	Es esencial desarrollar un protocolo que detalle claramente la información requerida para hacer el seguimiento de cada proyecto tanto por el MRVme como por el RENARE. Este protocolo permitirá una gestión eficiente de la información y garantizará la consistencia y calidad de los datos recopilados.
	Discrepancia en la consulta anual de consumos de combustibles líquidos en el SICOM.	Es fundamental establecer criterios claros y concordantes para la consulta al SICOM, en línea con los criterios definidos por la UPME. Estos criterios de consulta asegurarán la coherencia y consistencia en la obtención de la información necesaria para el seguimiento y análisis del sector minero energético.
	Discrepancia entre los valores reportados de combustibles en las refinerías.	Se ha decidido tomar de manera provisional la información reportada por ECOPETROL, pero se reconoce la necesidad de llevar a cabo reuniones con la UPME y ECOPETROL para revisar y garantizar la adecuada incorporación de dicha información en el BECO.
	Falta de continuidad en la entrega de la información por parte de los proveedores.	Es de vital importancia mantener e incrementar las capacidades técnicas adquiridas para gestionar la información necesaria en todas las etapas del MRVme. Esto implica contar con personal capacitado y actualizado en las metodologías de cuantificación de emisiones, así como en el uso de herramientas y tecnologías necesarias para el procesamiento y análisis de datos. Además, es fundamental hacer un seguimiento constante al funcionamiento de los arreglos institucionales establecidos para la transferencia de información entre las diferentes entidades involucradas en el MRVme. Esto incluye revisar periódicamente los protocolos de intercambio de información, identificar posibles brechas o problemas en la transmisión de datos, y tomar las acciones correctivas necesarias para garantizar la integridad y confiabilidad de la información.

7 PLAN DE MEJORAMIENTO

Módulo del MRV	Hallazgo	Plan de mejora
Proceso – Gestión	Estrategia para socialización del MRVme a entidades no adscritas al MME.	La definición de la estrategia de socialización del MRVme a entidades como el IDEAM, MinAmbiente y otras instituciones es de suma importancia para fomentar la colaboración, identificar requerimientos y aprovechar oportunidades de mejora en el sistema MRVme
Proceso – Procesamiento	Falta incluir información de SF ₆ .	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.	El modelo de negocio para la gestión de la información del MRVme es un componente esencial para asegurar la eficiencia y efectividad en la recolección, procesamiento, verificación y divulgación de los datos relacionados con las emisiones de GEI en el sector minero energético. Este modelo debe quedar formalizado en un protocolo del MRVme, que establezca las directrices y procedimientos específicos a seguir en cada etapa del proceso.
	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 del MRVme del sector minero energético ha resaltado los logros alcanzados en la implementación del Plan Integral de Gestión del Cambio Climático del sector (PIGCCme) y el cumplimiento de sus metas de reducción de emisiones de GEI. Asimismo, proporciona una visión clara de las áreas donde se han presentado dificultades en el flujo de información.

El sistema MRV ha alcanzado hitos importantes, como la actualización de la metodología de estimaciones GEI, en la cual se revisaron y conciliaron las diferencias entre las estimaciones de GEI hechas por el MRVme en su primer reporte y el IDEAM en el BUR3, las cuales fueron adoptadas para este reporte, por otro lado se mejoró la estimación de emisiones, tanto fugitivas como en el consumo de combustible en las actividades asociadas a midstream en petróleo y gas; además, se incluyó la estimación de emisiones asociadas a ferroníquel y agregados pétreos, y se ha avanzado en la exploración en la estimación de emisiones de SF6 y de la adopción de la metodología IPCC 2019 en el sector de petróleo y gas.

Se han realizado avances en la implementación de las diferentes líneas estratégicas del PIGCCme 2050, entre los cuales se encuentran el borrador de resolución del uso de la geotermia para la generación eléctrica, el uso de geotermia, hidrógeno verde y azul y tecnologías CCUS en la ley de transición energética; además se publican oficialmente las resoluciones que adoptan el

PROURE, que establecen los requerimientos técnicos para la detección y reparación de fugas, el aprovechamiento, quema y venteo de gas natural durante las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos y se publica un documento con recomendaciones para el desarrollo de comunidades energéticas. Estos avances demuestran el compromiso del sector minero energético con la implementación de medidas de mitigación y la adaptación al cambio climático, lo que contribuye significativamente a la reducción de emisiones de GEI y a la consecución de las metas climáticas establecidas en el PIGCCme 2050.

El cálculo de los indicadores MRVme ha proporcionado un primer seguimiento de los avances del sector minero energético en materia de reducción de emisiones de GEI. Sin embargo, también ha revelado oportunidades de mejora en la captación de la información necesaria para realizar un análisis más detallado del desempeño del sector. Se han identificado dificultades en el registro y seguimiento del uso de combustibles en las actividades de refinación, al igual que se han presentado desafíos en la obtención de datos precisos sobre el consumo de combustibles en las actividades de extracción de hidrocarburos y minerales. En este segundo reporte se ha evidenciado una mejora en la disposición de información sobre la autogeneración de energía eléctrica y el uso de combustible destinado a esta actividad, lo cual es importante para identificar el grado de



electrificación del sector y evaluar el uso de Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE) en el sector.

La metodología empleada para calcular las emisiones del sector minero energético ha demostrado ser eficaz tanto a nivel nacional como departamental. Esto ha permitido realizar un análisis histórico del rendimiento de los subsectores y evaluar su progreso hacia el logro de las metas establecidas. Sin embargo, se reconocen oportunidades de mejora en la captura y flujo de información, lo que permitiría al sistema MRV realizar un seguimiento más preciso del rendimiento de las diversas empresas.

Este refinamiento se reflejaría en valores numéricos más exactos para los indicadores propuestos y en una estimación más certera de las emisiones derivadas de los proyectos de mitigación implementados por las compañías, según se reporta en sus 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 va-

lor que se obtiene históricamente, pues de ser considerable esta diferencia se deben reajustar estos valores para la línea base y los escenarios de mitigación. Para el caso del sector de minería de carbón existen señales de que se deba cambiar en próximos ejercicios de proyección de emisiones los supuestos de producción nacional a 2050.

En términos de las emisiones del sector, se ha encontrado que el subsector de petróleo y gas y la generación eléctrica SIN históricamente han presentado los mayores niveles de emisiones. Un análisis detallado de las intensidades de emisión ha proporcionado una descripción más precisa de cada subsector. En el caso de petróleo y gas, no se han observado mejoras significativas en los valores de intensidad para la producción y refinación. Aunque estos valores se encuentran dentro de los rangos internacionales, el análisis para estas actividades no ha sido más extenso debido a la identificación de que la información sobre el consumo de combustibles podría ser mejorada.

En cuanto al transporte de hidrocarburos 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 en 2020 y 2021 respecto a años anteriores, la intensidad de emisiones no disminuyó estos años de manera considerable; 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.

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 Interconectado Nacional y por la tendencia creciente que se evidenció en el uso de termoeléctrica cuyo combustible era carbón, sin embargo, en 2021 se evidencia una disminución en la intensidad de las emisiones de este subsector. Para generación eléctrica ZNI se destaca el incremento de la capacidad instalada de FNCE, sin embargo, el trabajo mancomunado con IPSE permitió estimar gran cantidad de indicadores relacionados con este sector a una escala departamental.

Las emisiones originadas por la minería de carbón han experimentado una tendencia a la disminución en la mayoría de los departamentos, siendo particularmente notable la marcada reducción de emisiones en regiones como Boyacá, Cesar, Norte de Santander, Cauca y Cundinamarca. No obstante, el departamento de La Guajira se presenta como una excepción al evidenciar un incremento en sus emisiones por actividades de minería de carbón en comparación con el año 2020.

Las emisiones resultantes de la minería de minerales distintos al carbón han experimentado un aumento entre los años 2020 y 2021. Es particularmente notable el incremento en departamentos como Córdoba, Norte de Santander, Cauca, Vichada y Risaralda.

En cuanto a la producción de petróleo y gas (upstream), la mayoría de los departamentos productores han reducido su producción de petróleo, y con ello, las emisio-

nes en esta categoría. No obstante, se ha observado un aumento en las emisiones asociadas a la producción de hidrocarburos en los últimos años en los departamentos de Sucre, Bolívar, Atlántico y Córdoba.

En las actividades midstream del sector de petróleo y gas, las emisiones han mostrado una tendencia a la disminución desde el año 2019.

En el sector downstream del sector de petróleo y gas, las emisiones se han mantenido relativamente estables en los últimos años, con la excepción del año 2020, en el que posiblemente hubo una reducción de emisiones debido a las restricciones impuestas por la pandemia de COVID-19.

Al analizar los informes de sostenibilidad de las empresas, se destaca un esfuerzo generalizado en la implementación de proyectos de mitigación que no solo reducen las emisiones asociadas a las actividades de la empresa, sino que también, en la mayoría de los casos, mejoran la eficiencia energética. Se anticipa que en los próximos años, las empresas del sector comenzarán a ela-

borar planes integrales de gestión frente al cambio climático. Posteriormente, será necesario desarrollar una estrategia que permita rastrear el cumplimiento de las metas establecidas por las empresas y la inclusión de los potenciales de mitigación de las diferentes medidas en futuros escenarios diseñados por el sector.

Finalmente, se debe seguir trabajando 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.

Por último, es fundamental continuar con el proceso de difusión de los resultados del MRV entre las empresas afiliadas al sector, logrando una sincronización de esfuerzos y la identificación de posibles áreas de mejora en la estimación de emisiones o indicadores. Esto permitirá exhibir de manera precisa el rendimiento actual de los distintos 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. (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, CANCELLERÍA, 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, CANCELLERÍA, 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, CANCELLERÍA, 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, CANCELLERÍA, 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. Elsevier.

MinAmbiente. (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. (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

National Treasury. (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. (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. (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>

