



Tercer reporte del sistema de

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



AUTORES

- **Andres Camacho Mora**
Ministro de Minas y Energía
- **Luz Dary Carmona Moreno**
Jefe de la Oficina de Asuntos Ambientales y Sociales (OAAS)
- **Patricia Dávila Pinzón**
- **Edison Yesid Ortiz Durán**
- **Sergio Andrés Garces Jiménez**

CONTENIDO

Listado de tablas	3
Listado de gráficas	5
Listado de mapas.....	7
Listado de anexos	7
Abreviaturas, acrónimos y símbolos	9
Resumen ejecutivo	12

01	INTRODUCCIÓN.....	15
	1.1 Objetivo del reporte.....	16
	1.2 Alcance del reporte.....	16

02	SEGUIMIENTO AL MRV	17
	2.1 Avance de implementación del MRV.....	17
	2.1.1 Avance en la actualización metodológica de estimación de emisiones GEI	17
	2.1.2 Avance en los acuerdos voluntarios	18
	2.2 Avances de implementación por líneas estratégicas	19
	2.3 Estimación y análisis de los indicadores definidos para el MRVme	22
	2.3.1 Sistema Interconectado Nacional (SIN).....	24

2.3.2 Zonas No Interconectadas (ZNI)	29
2.3.3 Petróleo y gas	31
2.3.4 Minería.....	37
2.3.5 Análisis específico de los indicadores	43
2.4 Estimación de emisiones GEI entre 2010 y 2022 para el reporte.....	113
2.4.1 Emisiones de GEI incluidas en el reporte	113
2.5 Definición de la línea base del MRVme.....	137
2.6 Avance de las emisiones con respecto a las metas de mitigación de GEI.....	142
2.7 Avances en gestión del cambio climático de las empresas del sector minero-energético.....	147

03	NECESIDADES Y APOYO RECIBIDO EN EL MARCO DEL MRVME	161
	3.1 Identificación de necesidades para el MRVme	161
	3.2 Iniciativas sectoriales apoyadas con recursos propios y/o mediante cooperación internacional.....	164
	3.2.1 Proyecto Materias Primas y Clima (MaPriC) - tGIZ	164
	3.2.2 Proyecto INTEGRAME - MME	164

04	DESARROLLO DE CAPACIDADES	177
	4.1 Fortalecimiento de capacidades planificadas.....	177
	4.2 Fortalecimiento de capacidades planificadas próximos pasos.....	178

05	PLAN DE MEJORAMIENTO	179
-----------	-----------------------------------	------------

06	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	183
-----------	---------------------------------------------	------------

07	BIBLIOGRAFÍA.....	187
-----------	--------------------------	------------

LISTADO DE TABLAS

TABLA 2-1	Tipos de indicadores definidos en el MRVme	23
TABLA 2-2	Análisis global de indicadores según líneas estratégicas para el SIN	25
TABLA 2-3	Análisis global de indicadores según líneas estratégicas para las ZNI.....	29
TABLA 2-4	Análisis global de indicadores según líneas estratégicas para el sector de petróleo y gas natural	33
TABLA 2-5	Análisis global de indicadores según líneas estratégicas para la minería	39
TABLA 2-6	Estado de Indicadores del MRVme a 2022.....	43
TABLA 2-7	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.....	113
TABLA 2-8	Total de emisiones MtCO _{2eq} y porcentaje de variación sobre el total anual entre 2010 y 2022.....	123
TABLA 2-9	Líneas base del sector y reportes de emisiones en MtCO _{2eq}	139
TABLA 2-10	Resumen hallazgos reportes de sostenibilidad empresas de transmisión y generación de energía eléctrica del SIN.....	149
TABLA 2-11	Resumen hallazgos reportes de sostenibilidad empresas del subsector minería.....	151
TABLA 2-12	Resumen hallazgos reportes de sostenibilidad empresas del subsector petróleo y gas	153
TABLA 2-13	Cantidad de proyectos encontrados en los diferentes estándares según subsector y línea estratégica	157
TABLA 3-1	Necesidades identificadas para el MRVme	
TABLA 5-1	Planes de mejora para el MRVme	180



LISTADO DE GRÁFICAS

GRÁFICO 2-1	Emisiones históricas del sector minero energético del país por departamento 2010-2022.....	117
GRÁFICO 2-2	Emisiones históricas del sector minero energético del país a nivel nacional 2010-2022.....	121
GRÁFICO 2-3	Distribución porcentual de emisiones totales entre 2010 y 2022 del sector minero energético por categoría IPCC.....	125
GRÁFICO 2-4	Distribución porcentual de emisiones totales entre 2010 y 2022 del sector minero energético por tipo de GEI.....	126
GRÁFICO 2-5	Distribución porcentual de emisiones totales entre 2010 y 2022 del sector minero energético por actividades principales.....	127
GRÁFICO 2-6	Relación entre las emisiones del sector con las actividades principales, las categorías IPCC 2006 y el tipo de GEI para el 2022.....	128
GRÁFICO 2-7	Diagrama de Pareto de emisiones GEI por actividad principal del sector para el 2022.....	129
GRÁFICO 2-8	Diagrama de Pareto de emisiones GEI por departamento para el 2022.....	130
GRÁFICO 2-9	Comparación de escenarios de línea base con la estimación del reporte entre 2010 y 2030.....	140
GRÁFICO 2-10	Comparación de diferentes escenarios de mitigación planteados con las emisiones históricas del sector.....	141
GRÁFICO 2-11	Emisiones históricas, de la línea base y de escenario de mitigación.....	143
GRÁFICO 2-12	Emisiones por unidad de generación del subsector de generación de energía eléctrica SIN.....	144
GRÁFICO 2-13	Emisiones por unidad de producción del subsector de minería.....	145
GRÁFICO 2-14	Emisiones por unidad de producción del subsector de hidrocarburos.....	146



GRÁFICO 2-15	Reducciones de emisiones por subsector de los proyectos encontrados en los estándares de carbono	158
GRÁFICO 2-16	Reducciones de emisiones por línea estratégica para cada subsector	159
GRÁFICO 3-1	Visor elaborado para la pregunta de negocio 1.....	165
GRÁFICO 3-2	Visor elaborado para la pregunta de negocio 2	167
GRÁFICO 3-3	Visor elaborado para la pregunta de negocio 3	169
GRÁFICO 3-4	Visor elaborado para la pregunta de negocio 4	170
GRÁFICO 3-5	Visor elaborado para la pregunta de negocio 5	173
GRÁFICO 3-6	Visor elaborado para el indicador eficiencia de producción basada en la demanda total de energía.....	175

LISTADO DE MAPAS

MAPA 2-1	Total de emisiones de GEI del sector minero energético por departamento para el 2022.....	132
MAPA 2-2	Emisiones de GEI asociadas al Sistema Interconectado Nacional por departamento para el 2022.....	133
MAPA 2-3	Emisiones de GEI en las zonas no interconectadas (ZNI) por departamento para el 2022.....	134
MAPA 2-4	Emisiones GEI por actividades mineras por departamentos para el 2022.....	135
MAPA 2-5	Emisiones GEI de sector hidrocarburos por departamentos para el 2022.....	135

LISTADO DE ANEXOS

ANEXO 1	Contexto Nacional y Sectorial del PIGCCme y el MRVme	00
ANEXO 2	Evolución Temporal de los indicadores del MRVme	00



ABREVIATURAS, ACRÓNIMOS Y SÍMBOLOS

Siglas en inglés*

A

- ACOLGEN:** Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica
- AFOLU:** Agricultura, silvicultura y otros usos de la tierra*
- AGPE:** Autogeneración a Pequeña Escala
- AMI:** Infraestructura de Medición Avanzada*
- ANH:** Agencia Nacional de Hidrocarburos
- ANLA:** Autoridad Nacional de Licencias Ambientales
- ANM:** Agencia Nacional de Minería
- API:** Instituto Americano del Petróleo*
- ASECN:** Alianza del Sector Eléctrico Carbono Neutral

B

- BC:** Carbono Negro*
- BECO:** Balance Energético Colombiano
- BTR:** Informes Bienales de Transparencia*
- BUR:** Informe Bienal de Actualización*

C

- CAPP:** Asociación canadiense de productos de petróleo*
- CCS:** Tecnologías de Captura y almacenamiento de carbono*
- CCUS:** Tecnologías de Captura, uso y almacenamiento de carbono*
- CH₄:** Metano
- CBIT:** Iniciativa de creación de capacidades para la transparencia*
- CIAT:** Centro Internacional de Agricultura Tropical
- CICC:** Comisión Intersectorial de Cambio Climático
- CMNUCC:** Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
- CO:** Monóxido de carbono
- CO₂:** Dióxido de carbono
- CO₂eq:** Dióxido de carbono equivalente
- CREG:** Comisión de Regulación de Energía y Gas

D

- DER:** Recursos Energéticos Distribuidos*
- DIAN:** Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales de Colombia
- DNP:** Departamento Nacional de Planeación

E

- ECDBC:** Estrategia Colombiana de Desarrollo Bajo en Carbono
- EPA:** Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos*
- ESCO:** Escenario de mitigación al año 2030

F

- FENOG:** 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

G

- GEI:** Gases de Efecto Invernadero
- GLP:** Gas Licuado de Petróleo

I

- IDEAM:** Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales
- INGEI:** Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero
- IPCC:** Panel Intergubernamental de Cambio Climático*
- IPPU:** Procesos industriales y uso de productos*
- IPSE:** Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para Zonas No Interconectadas

M

- M&E:** Monitoreo y Evaluación
- MinAmbiente:** Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible
- MME:** Ministerio de Minas y Energía
- MRV:** Monitoreo Reporte y Verificación
- MRVme:** Monitoreo, Reporte y Verificación del sector minero energético

N

N₂O: Óxido Nitroso

NDC: Contribución Nacionalmente Determinada*

NMVOC: Compuestos Orgánicos Volátiles diferentes de metano

NOX: Óxidos de Nitrógeno

O

ONU: Organización de las Naciones Unidas

OVV: Organismos de Validación y verificación

P

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

R

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

S

SF₆: Hexafluoruro de azufre

SIN: Sistema Interconectado Nacional

SINGEI: Sistema Nacional de Inventario de Gases de Efecto Invernadero

SOx: Óxidos de Azufre

U

UPME: Unidad de Planeación Minero-Energética

Z

ZNI: Zonas No Interconectadas



RESUMEN EJECUTIVO

Este informe corresponde al tercer reporte del sistema de Monitoreo, Reporte y Verificación del sector minero energético (MRVme). El documento tiene como objetivo monitorear el avance en el sector minero-energético de las líneas estratégicas establecidas en el Plan Integral de Gestión del Cambio Climático del sector minero energético (PIGCCme 2050), que incluyen eficiencia energética, generación de energía, gestión de la demanda, emisiones fugitivas y sustitución de energéticos y nuevas tecnologías. En particular, se hace seguimiento y análisis detallados de los indicadores y emisiones de los subsectores correspondientes durante el periodo 2015 - 2022 y por primera vez, se realiza un análisis de los potenciales de reducción de emisiones registrados en los estándares del mercado voluntario de

carbono para diferentes proyectos liderados desde el sector.

Se han logrado avances significativos en la implementación de las líneas estratégicas del componente de mitigación del PIGCCme 2050. En temas relacionados con emisiones fugitivas, se prestó apoyo al equipo de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) con la implementación de la resolución 40317 de 2023, definiendo los mecanismos para el reporte de datos de fugas, quema en tea y venteos por parte de las empresas del sector upstream. Paralelamente, se desarrolló una herramienta de cálculo dirigida a las empresas para que gestionen, estimen y reporten las diferentes fuentes de emisiones fugitivas. Para la

línea estratégica de gestión de la demanda se ha avanzado en la búsqueda de mecanismos para incentivos a la inclusión de los recursos energéticos distribuidos (DER por sus siglas en inglés) en el sistema eléctrico colombiano. En cuanto a la sustitución de energéticos y nuevas tecnologías, se han logrado avances en los decretos de reglamentación de tecnologías de captura, uso y almacenamiento de combustibles (CCUS por sus siglas en inglés) y la adopción del decreto 1318 de 2022, con objetivos relacionados con la exploración y explotación de recursos geotérmicos para la generación de energía eléctrica. Se destaca que en el marco de la alianza del sector eléctrico por la carbononeutralidad, cinco empresas del sector han avanzado en la formulación inicial de sus Planes integrales de gestión del cambio climático empresarial (PIGCCes).

De acuerdo con las estimaciones del sistema MRVme, las emisiones de la cartera minero-energética para 2022 fueron de 26,8 millones de toneladas de CO₂eq (MtCO₂eq). Las actividades relacionadas con minería de carbón y otros minerales contribuyeron con emisiones de 4,64 MtCO₂eq y 0,77 MtCO₂eq respectivamente. En cuanto al sector petróleo y gas (P&G), se obtuvieron emisiones de 3,58 MtCO₂eq, 0,85 MtCO₂eq y 8,84 MtCO₂eq para los segmentos downstream, midstream y upstream respectivamente. Finalmente, para el Sistema Interconectado Nacional (SIN), las emisiones estimadas fueron de 7,81 MtCO₂eq y para las Zonas No Interconectadas (ZNI) estas ascienden a 0,34 MtCO₂eq.

A nivel departamental, los departamentos de Meta, Casanare, Arauca, Huila, Putumayo, Tolima y Sucre, presentan emisiones mayoritariamente provenientes del segmento upstream en petróleo y gas. Santander y Bolívar, en cambio, tienen emisiones mayoritariamente generadas desde el segmento downstream. Atlántico, Boyacá, Valle del Cauca, 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 dominadas por la generación eléctrica de las ZNI. Además, se observa que la minería de carbón tiene una participación mayoritaria en los departamentos de Cesar y Cundinamarca, mientras que la minería de otros minerales tiene su mayor aporte en el departamento de Córdoba.

Para el subsector relacionado con la generación de energía eléctrica en el SIN, se destaca que la generación eléctrica ha estado

predominantemente basada en fuentes hídricas, lo que ha contribuido a mantener bajas emisiones de GEI por kilovatio hora producido. En el periodo de estudio, se ha observado una notable reducción en el empleo de carbón mineral y gas natural en la generación eléctrica en los últimos dos años. Mientras tanto, la generación hidroeléctrica ha experimentado un aumento de alrededor de 18,4 TWh entre 2015 y 2022. La eficiencia térmica de las plantas de generación eléctrica a carbón ha mostrado mejoras leves en 2022, pero las de gas natural y líquidos han visto una disminución en su eficiencia. Las intensidades de emisiones GEI disminuyeron de 225 toneladas de CO₂ equivalente por Gigavatiohora (tCO₂eq/GWh) en 2015 a 108 t CO₂eq/GWh en 2022, lo cual implica que la matriz de generación se ha vuelto más limpia y ha reducido sus emisiones por unidad de generación. Se ha identificado que el factor de utilización de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCR) podría ser mayor, indicando a nivel sectorial que no basta con aumentar la capacidad instalada de FNCR, sino que también se debe promover la generación eléctrica a partir de estas. Igualmente, se debe promover la construcción de líneas de transmisión a nivel nacional que fomenten la incorporación de FNCR a la canasta nacional de energía eléctrica.

Para las ZNI, el diésel ha sido el principal combustible utilizado para la generación eléctrica, sin embargo, durante el período de análisis, se ha destacado un notable aumento tanto en la generación eléctrica como en la capacidad instalada de FNCR en estas zonas. A pesar de que los datos del sector señalan un aumento aproximado del 4% en el consumo de combustibles, se ha observado una disminución del 3% en la generación con diésel y un incremento en la participación de la generación con FNCR.

Para los diferentes segmentos del subsector petróleo y gas (upstream, midstream y downstream), durante el período de análisis respecto a los valores del año base, se observa una reducción en el consumo energético de combustibles en todas las actividades, excepto en downstream, que empieza a mostrar una disminución en el consumo de combustibles desde 2017. Sin embargo, se reconoce la necesidad de mejorar la información para un mejor seguimiento de los indicadores MRVme, especialmente en relación con el uso de combustibles en actividades de extracción. En el sector, se ha evidenciado un aumento en la autogeneración con fuentes no convencionales de Energía (FNCE), principalmente a través de energía solar, especialmente en upstream, donde se generaron 118,3 GWh durante este año. Los

indicadores analizados han permitido visualizar el proceso de electrificación en los segmentos midstream y downstream, así como una reducción en la quema de gas en antorchas y su uso en los procesos de extracción, lo que ha llevado a una disminución de las emisiones.

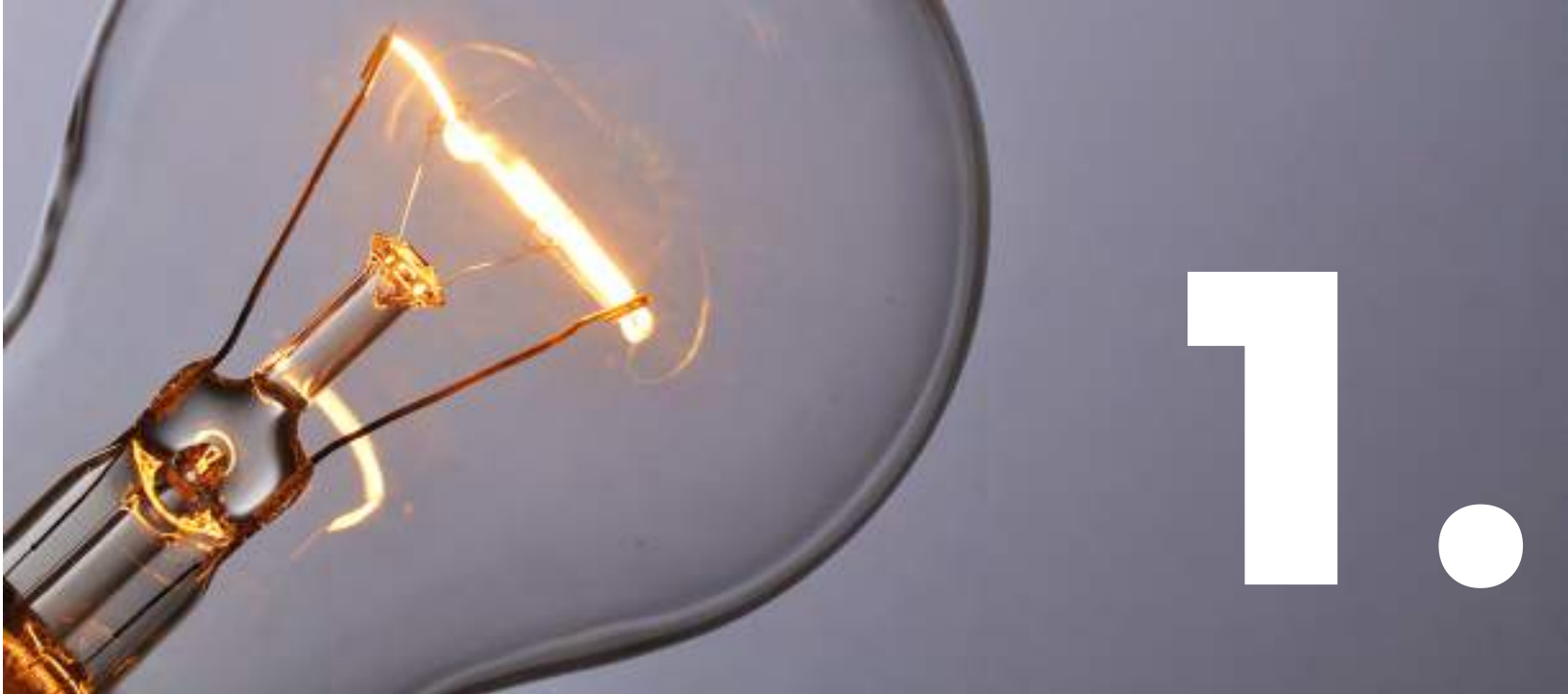
Finalmente, para el subsector de minería, en el año 2022, la producción total de carbón disminuyó en un 33%, lo que generó una reducción en la cantidad neta de energía proveniente de combustibles y energía eléctrica del SIN demandada para procesos relacionados durante este último año del periodo de análisis. 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 creciente entre 2020 y 2022. 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 procesos de calor y maquinaria pesada hacia gas natural o electricidad.

Realizando las comparaciones de las emisiones de GEI de cada uno de los subsectores con la línea base del sector, se encuentran diferentes comportamientos. Para el caso de la generación de energía eléctrica SIN, se tiene que para 2022 el valor de la emisión predicho coincide razonablemente con el valor de la línea base para este año. Sin embargo, se identifica que del 2022 en adelante es necesario continuar con el seguimiento, dado que a partir de ese año existen divergencias entre el escenario de mitigación al año 2030 (ESCO) y la línea base, permitiendo evaluar el desempeño de este subsector relacionado con el cumplimiento de las metas climáticas. Para las ZNI, se identifica que los valores de emisiones alcanzados en 2021 y 2022 se encuentran entre aquellos predichos por la línea base y el ESCO, indicando que ha habido avances en la mitigación en este subsector. Respecto al subsector de petróleo y gas, para el segmento downstream se identifica que durante 2021 y 2020 las emisiones históricas se han comportado de manera similar a aquellas predichas por el ESCO y que las intensidades de emisiones son levemente superiores a aquellas predichas por el ESCO, indicando que este segmento ha mantenido desde los últimos años emisiones por debajo de la línea base debido a la ambición en la implementación de medidas de mitigación. Para el segmento upstream, las emisiones históricas desde 2020 se encuentran entre la línea base y el ESCO. Sin embargo, la intensidad de GEI de este segmento es superior a la predicha por la línea

base, indicando que la reducción de emisiones netas que se ha visto está relacionada con una disminución en la producción de hidrocarburos a nivel nacional. Finalmente, el segmento midstream ha presentado el mejor desempeño dado que a lo largo de toda la serie histórica de emisiones GEI se ha encontrado hasta ~1MtCO₂eq por debajo del ESCO, al igual que la intensidad de emisiones, indicando que la ejecución de las medidas de mitigación por las empresas del sector ha sido superior incluso a la ambición sectorial. Finalmente, existe una disminución considerable respecto a las emisiones históricas desde 2020 para la minería de carbón. Esta disminución en comparación con la línea base y ESCO está ligada a una disminución significativa de la producción de carbón utilizada para la elaboración de la proyección. Al analizar las intensidades de emisiones de este subsector, se evidencia que los valores actuales han aumentado desde 2021 y también superan aquellos predichos por la línea base y el ESCO.

Las empresas del sector han reportado avances significativos en sus reportes de sostenibilidad en cuanto a la gestión del cambio climático. Las empresas, en general, han tenido avances significativos en el cálculo de su huella de carbono de acuerdo con el GHG Protocol o ISO 14064-1. Igualmente, para los diferentes subsectores se mencionan avances en la implementación de medidas de mitigación, en la evaluación de vulnerabilidad y riesgo frente a agentes amenazantes relacionados con cambio climático y compensaciones. Igualmente, se realizó un seguimiento a los proyectos ejecutados por empresas del sector registrados en estándares del mercado voluntario de carbono, encontrando que los bonos generados por el sector entre 2020 y 2021 alcanzaron valores mayores a 2 MtCO₂eq. La mayor cantidad de bonos está relacionada con el sistema interconectado nacional en la línea estratégica de diversificación energética a través de la instalación de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH).

Finalmente, se presentan los avances obtenidos con la plataforma Intégrame, a través de la cual se establecieron una serie de visores que permiten divulgar y democratizar la información sectorial respecto al desempeño en asuntos relacionados con cambio climático. Se hace especial énfasis en que la articulación con Intégrame debe sostenerse de manera que la ciudadanía y entidades relacionadas con el sector puedan contar con la mejor información sectorial actualizada periódicamente.



INTRODUCCIÓN

Colombia ha generado tres comunicaciones nacionales y tres informes bienales de actualización, en los cuales se ha presentado el inventario de emisiones de GEI desde 1990 hasta 2018. Según el tercer Informe Bienal de Actualización (IDEAM, Natura, et al. 2021), las emisiones netas totales del país para 1990 alcanzaron los 220,257 millones de toneladas de CO₂ equivalente (Mt CO₂eq), aumentando a 279,199 Mt CO₂eq para 2018. En términos promedio, las emisiones históricas anuales se sitúan en torno a 245,085 Mt CO₂eq, con una absorción de -12,29 Mt CO₂eq y emisiones netas de 232,79 Mt CO₂eq.

En cuanto a la distribución de las emisiones durante el período 1990 -2018, se observa que, en promedio, la mayor proporción de emisiones se concentra en la categoría de AFOLU (Agricultura, Silvicultura y Otros Usos de la Tierra), que representa el 63,4% del total. Le sigue la categoría de energía, con un 28,4% de las emisiones, seguida por residuos con un 5,3%, y finalmente, IPPU (Procesos Industriales y Uso de Productos) con una participación del 2,9%.

De acuerdo con lo establecido en la Ley 1931 de 2018, en su Artículo 7, numeral 5, el Ministerio de Minas y Energía está encargado 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", específicamente en las categorías del Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC) relacionadas con el sector minero energético. Estas categorías abarcan actividades como la quema de combustibles (1A), emisiones fugitivas derivadas de la fabricación de combustibles (1B), producción de etileno (2B8b), uso de SF₆ en equipos eléctricos (2G1) y humedales que permanecen intactos (3B4a) (IDEAM et al., 2016).

Teniendo en cuenta los compromisos nacionales en materia de cambio climático que tiene el país, el sector minero energético ha consolidado su sistema de Monitoreo, Reporte y Verificación (MRV), este permite hacer seguimiento al cumplimiento de las metas del país a nivel

nacional e internacional relacionadas con cambio climático. Este sistema garantiza la calidad y coherencia de los datos reportados al estandarizar y verificar los procesos de medición, monitoreo, recolección y gestión de información, permitiendo consolidar informes periódicos a través de los cuales se divulga a las entidades y empresas sectoriales, comunidades y ciudadanía en general los avances del sector en materia de cambio climático¹. Como resultado de los informes previos, se detectaron disparidades en las estimaciones sectoriales y aquellas llevadas a cabo por el equipo del Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero (INGEI), estas diferencias se deben a mejoras en los datos de actividad o al desarrollo de factores de emisión específicos utilizados para el inventario sectorial. En ese sentido, el sistema MRVme garantiza que la información utilizada en las futuras comunicaciones nacionales respecto al sector minero-energético represente de la mejor manera la realidad y esfuerzos realizados desde el sector en cuanto a las emisiones de GEI.

El MRVme es esencial para llevar un seguimiento preciso de las emisiones GEI y para evaluar la eficacia de las medidas de mitigación implementadas, verificando las reducciones logradas. Además, desempeña un papel crucial en el seguimiento del financiamiento público y de la cooperación destinado a la gestión del cambio climático. Adicionalmente, 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).

Desde 2012, el Ministerio de Minas y Energía (MME) ha iniciado un proceso de fortalecimiento institucional, permitiendo abordar de manera efectiva los compromisos y desafíos relacionados con el cambio climático en el sector. Este fortalecimiento ha incluido la creación del equipo fortalecimiento ha incluido 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). Además, se ha implementado el PIGCCme 2050, adoptado en 2021 mediante la Resolución 40350. El principal objetivo de este plan es reducir la vulnerabilidad del sector ante el cambio climático y emprendidas por el país, monitoreando,

¹ Los informes anteriores se pueden consultar en los siguientes enlaces:
https://pigccme.minenergia.gov.co/public/uploads/web_documentos/62ed9ac6df026.pdf
https://pigccme.minenergia.gov.co/public/uploads/web_documentos/660448786aa20.pdf

reportando y evaluando su implementación e impacto en la lucha contra el cambio climático (MinAmbiente, GIZ y WRI, 2017).promover un desarrollo sostenible con bajas emisiones de carbono. Esto se logrará mediante la implementación de estrategias de mitigación y adaptación, las cuales son monitoreadas a través del sistema MRVme.

1.1 OBJETIVO DEL REPORTE

Presentar el reporte de seguimiento de la implementación de las líneas estratégicas del componente de mitigación 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 informe cubre el período comprendido entre 2015- 2022, centrándose en 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, así como la minería de carbón, níquel y agregados pétreos².

Este reporte tiene como público objetivo a todo aquel interesado en conocer el avance en la implementación del componente de mitigación del PIGCCme, incluyendo las diferentes comunidades del país, al personal técnico y administrativo del MME y sus entidades adscritas, así como las empresas del sector.

² Es importante destacar que, aunque la Comisión Intersectorial de Cambio Climático (CICC) asignó la tarea de monitorear las industrias de coque, este informe no incluye dicho seguimiento. Esto se debe a que, en la actualidad, la función del MME se limita únicamente al cálculo de las emisiones de los sectores mencionados.



2. SEGUIMIENTO AL MRV

2.1 AVANCE DE IMPLEMENTACIÓN DEL MRV

En esta sección, se detallan los progresos y factores contextuales que facilitan la implementación de la política pública sobre gestión del cambio climático en el sector minero energético, lo que contribuye a la consolidación del sistema MRVme.

El sistema MRVme ha experimentado mejoras significativas gracias a los recientes avances en políticas públicas relacionadas con la gestión del cambio climático en el sector minero energético y la transición energética justa. Durante el último ciclo del sistema MRVme se han presentado mejoras en la información necesaria para estimar las emisiones de GEI, principalmente aquellos datos relacionados con el consumo de combustibles en actividades de Minería, transporte por oleoducto y en actividades de refinación, esta última se logró a través la articulación UPME - ECOPETROL - MRVme. Además, los diversos mecanismos institucionales han permitido fortalecer y mejorar la precisión en

el monitoreo y seguimiento de los indicadores del sector. En el marco del proyecto de Iniciativa de creación de capacidades para la transparencia (CBIT en sus siglas en inglés) ha sido posible mejorar el flujo de información sectorial para su uso en el INGEI e igualmente se han logrado avances metodológicos significativos en la línea estratégica de emisiones fugitivas.

2.1.1 AVANCE EN LA ACTUALIZACIÓN METODOLÓGICA DE ESTIMACIÓN EMISIONES GEI

Durante el 2023 se apoyó la elaboración del taller sobre garantía de la calidad de información para estadísticas energética en Colombia, el cual fue organizado por la convención marco de las naciones unidas (CMNUCC) con el objetivo de identificar las oportunidades de mejora a nivel

nacional en el desarrollo y presentación de estadísticas energéticas nacionales, las cuales repercuten sobre las emisiones de GEI. Como resultado de este taller, se empezó a trabajar con UPME con el fin de fortalecer el balance energético colombiano (BECO) garantizando que en este se presenten los datos de actividades necesarios para calcular las emisiones sectoriales relacionados con el consumo de combustibles, dichos datos incluyen los energéticos usados en actividades Upstream, Midstream y Downstream del sector petróleo y gas al igual que el consumo de combustibles empleados en actividades de minería.

Además, se realizaron importantes mejoras en la estimación de emisiones para las actividades de petróleo y gas en el midstream, con el apoyo de CENIT fue posible obtener los consumos de energéticos para cada una de las estaciones de bombeo del país, facilitando la estimación de las emisiones correspondientes a nivel departamental. Por otro lado, se trabajó con UPME en el desarrollo de un formato único de recolección de información para que ECOPETROL registrase la información necesaria para completar el balance energético colombiano y la estimación de las emisiones sectoriales.

Finalmente, en conjunto con el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM), MME y ANH, se diseñó una herramienta para la estimación de emisiones fugitivas a nivel de facilidades para el sector de petróleo y gas. Este esfuerzo tiene como finalidad cumplir con los requerimientos establecidos en la Resolución 40317 de 2023 sobre emisiones fugitivas y permitirá hacer un mejor seguimiento a la gestión de emisiones fugitivas que realizan las empresas del sector, posibilitando el seguimiento del nivel de estas emisiones a nivel nacional.

2.1.2 AVANCE EN LOS 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.

Durante el 2023 se articuló con el equipo del IDEAM encargado del INGEI de manera que las emisiones sectoriales calculadas desde el equipo MRVme corresponda a lo reportado para las categorías en cuestión en las próximas comunicaciones nacionales, lo anterior se realizó para el periodo 2010-2021.

El MME ha continuado avanzando en este aspecto a través de la creación de la Alianza del Sector Eléctrico Carbono Neutral (ASECN). En colaboración con XM y 11 empresas del sector eléctrico, han asumido voluntariamente el compromiso de lograr la carbononeutralidad antes del año 2050 y promover la competitividad de la industria nacional de manera sostenible. Además, se han consolidado 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.

2.2 AVANCES DE IMPLEMENTACIÓN POR LÍNEAS ESTRATÉGICAS DEL PIGCCme

El PIGCCme inicialmente adoptado mediante la Resolución 40807 de 2018 y posteriormente modificado por la Resolución 40350 de 2021, incluye un total de 116 acciones que serán implementadas de forma gradual hasta el año 2030. Hasta el año 2023, se ha logrado un progreso significativo en la implementación, alcanzando un cumplimiento del 50.27% del PIGCCme. A continuación, se detallan los avances del PIGCCme hasta el año 2023³.

Con relación a las acciones de mitigación, el plan abarca un total de 30 acciones, organizadas de forma articulada en 5 líneas estratégicas: eficiencia energética, generación de energía, gestión activa de la demanda, emisiones fugitivas y sustitución energética. A continuación, se proporciona un resumen de los avances logrados durante el periodo de reporte para cada una de estas líneas estratégicas:

2.2.1 GENERACIÓN DE ENERGÍA

Esta línea estratégica tiene un potencial de reducción de emisiones de GEI de 7,73 MtCO₂eq a 2030, a continuación, se presentan los avances e hitos logrados:

En el marco de la ASECN, algunas empresas dedicadas a la generación y/o transmisión de energía eléctrica han empezado con la formulación de versiones actualizadas de los PIGCCe. En el marco de un proyecto de cooperación con el Growald Climate Fund, la Universidad Nacional de Colombia formuló 5 planes empresariales para las empresas EPM, XM, Urrá, ISA Intercolombia e ISA Casa Matriz, cuyo propósito es definir estrategias y metas empresariales en términos de adaptación y mitigación al cambio climático. En el marco de la 15.a mesa técnica de la alianza, se presentaron los lineamientos indicativos para la construcción de los PIGCCe, así como la aclaración de dudas frente a los requisitos de presentación de los PIGCCe para el licenciamiento de proyectos minero-energéticos, la gestión de riesgos climáticos y su alcance.

³ Los avances del PIGCCme anteriores al 2022 pueden encontrarse en el segundo reporte de sistema MRVme: https://pigccme.minenergia.gov.co/public/uploads/web_documentos/660448786aa20.pdf

2.2.2 EFICIENCIA ENERGÉTICA EN EL SECTOR MINERO ENERGÉTICO

Esta línea estratégica tiene un potencial de reducción de 1,44 Mt CO₂eq a 2030. A continuación, se presentan los avances normativos e hitos adicionales logrados:

AVANCES NORMATIVOS

En el marco de los resultados obtenidos a partir de la consultoría con OPTIM para la formulación de una senda de cumplimiento de medidas obligatorias, hoja de ruta en lineamientos de política pública y regulación y recomendaciones para su implementación, se realizaron mesas de trabajo con la Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales del MME con el fin de definir metas en materia de eficiencia energética, se desarrollaron auditorías energéticas. Los resultados obtenidos servirán como insumo para el establecimiento de dichas metas. Para aquellas medidas cuantificables, se propone que las empresas cumplan obligatoriamente con valores mínimos, con el objetivo de mejorar la eficiencia energética del sector.

AVANCES E HITOS ADICIONALES

Se llevó a cabo un exhaustivo análisis de la operación de las centrales térmicas, así como de la información proporcionada a diversas entidades, centrándose especialmente en variables clave como el poder calorífico y el Heat Rate. Este análisis abarcó un seguimiento continuo desde el año 2020 a variables como los consumos de combustibles y la generación de energía en cada central del país, siendo estas las principales variables para la determinación de la eficiencia térmica en las centrales, los valores obtenidos fueron comparados con los estándares internacionales de eficiencia para determinar cualquier posible rezago que el parque térmico nacional pudiera tener en relación con las expectativas globales. Por otro lado, se identificó que, aunque se han establecido exigencias a nivel ambiental para los límites máximos permisibles de emisiones de contaminantes, es necesario adoptar un enfoque aún más detallado.

En cuanto al programa nacional de cupos transables de emisiones de GEI (PNCTE), por un lado, se realizó un análisis del estado del sector minero-energético en el marco del Plan Nacional de Cupos Transables de Emisiones y los desafíos para la inclusión de tecnologías como CCUS e hidrógeno en Colombia para maximizar su

impacto en la reducción de emisiones teniendo en cuenta los escenarios de carbononeutralidad del PIGCCme. Por otro lado, si bien MinAmbiente no expidió el proyecto decreto sobre la Reglamentación Base del Programa Nacional de Cupos Transables de Emisiones de GEI en Colombia, se presentaron avances respecto al funcionamiento y estructura de este, a partir del acercamiento realizado por parte del MME, se obtuvieron recomendaciones en aspectos como la planeación estratégica de la transición justa de la fuerza laboral enfocada en las térmicas de carbón, la posible regulación de las emisiones de alcance 1 y 2 por parte del PNCTE, la reducción del tiempo que tarda actualmente el proceso de estimación, reporte y verificación del inventario de emisiones de GEI corporativo a nivel nacional con el fin de asegurar la correcta implementación del PNCTE. Igualmente, se sugirió que el límite máximo de emisión de GEI para el sector minero energético de Colombia en el PNCTE corresponda al “límite máximo de emisión de GEI estipulado por el Escenario de Mitigación No.05 del PIGCCme - Senda de Carbono Neutralidad” y acelerar la formulación e implementación de los PIGCCe por parte de las empresas del sector.

2.2.3 EMISIONES FUGITIVAS

Esta línea estratégica tiene un potencial de reducción de 1,71 Mt CO₂eq a 2030. A continuación, se presentan los avances logrados durante este periodo:

AVANCES NORMATIVOS

A inicios del 2023 se expidió la resolución 40317 por la cual se modificó la resolución 40066 de 2022, estableciendo 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, con esta resolución se le daba a las diferentes operadoras del país mayor grado de detalle sobre la implementación de campañas de detección y cuantificación de fugas, como para la eficiencia de teas las cuales deben ser desarrolladas por organismo de inspección debidamente certificado y acreditado por el organismo nacional de acreditación de Colombia (ONAC), igualmente el plazo definido queda sujeto a la definición de los lineamientos técnicos por parte de la ANH. Se especifica que la resolución por sí misma no establece requisitos técnicos, sino que tiene por finalidad ampliar

términos y precisar algunas condiciones redactadas en la resolución original.

AVANCES E HITOS ADICIONALES

Con apoyo del proyecto CBIT, el equipo MRVme dio apoyo a lo largo del año al equipo de emisiones de la ANH permitiendo avanzar en las diferentes actividades propuestas para esta línea estratégica. Dentro del apoyo prestado se destacan los siguientes puntos:

1. Se revisó la información a ser solicitada a las empresas para la línea base de fugas, para lo anterior fue necesario expedir los lineamientos técnicos para el levantamiento de la línea base, al igual que definir los formatos bajo los cuales se solicitaría la información. Todos los formatos y lineamientos fueron ampliamente discutidos con las operadoras de los campos petroleros del país, lo anterior se realizó poniendo la documentación a comentarios y realizando talleres organizados con ayuda de la dirección de hidrocarburos y la oficina de asuntos ambientales y sociales del MME, permitiendo obtener retroalimentación en el proceso e identificar las dificultades y dudas existentes por parte de las diferentes empresas.

2. Se apoyó la elaboración de los lineamientos técnicos y el respectivo formato sobre eficiencia de tea (incluyendo la eficiencia de combustión y la eficiencia de destrucción de metano) los cuales fueron expedidos al público el 31 de octubre a través de la resolución 10981⁴. Para la elaboración de los lineamientos técnicos se dispuso la primera versión de los documentos al público y fueron modificados de acuerdo con los comentarios realizados por las empresas del sector, el reporte sobre eficiencia de tea debe realizarse de manera anual y el respectivo formato incluye el reporte con la estimación de las emisiones de GEI (CO₂, CH₄ y N₂O) para el año anterior. Para la estimación de las emisiones de GEI se tiene en cuenta la composición del gas quemado, el volumen quemado en la tea, la eficiencia de combustión y la eficiencia de destrucción de metano.

⁴ <https://www.anh.gov.co/es/normatividad2/normatividad/resoluci%C3%B3n-10981-del-31-10-2023/>

3. Se avanzó en la identificación de las fuentes de venteo diferentes a almacenamiento de tanques en los diferentes segmentos (Exploración, Producción y procesamiento de gas) del sector upstream. Para el caso de los venteos se ha identificado en la bibliografía (American Petroleum Institute -API- y Environmental Protection Agency -EPA- principalmente) alternativas de estimación de las emisiones fugitivas de las diferentes fuentes de venteo de acuerdo con cálculos de ingeniería y factores de emisión. En trabajo conjunto con ANH se debe identificar el mecanismo óptimo para que las empresas reporten la información correspondiente a venteos.

Finalmente, desde el equipo MRVme se desarrolló una herramienta de gestión y estimación de emisiones fugitivas para el subsector upstream. Dicha herramienta tiene dos objetivos principales: De acuerdo con la información disponible por parte de las empresas y las campañas de medición realizadas, ayudar a las empresas operadoras a diligenciar los formatos solicitados desde ANH. Frente a la escasez de datos determinados a partir de campañas de medición, la herramienta ofrece alternativas indirectas de estimación de emisiones por fugas, eficiencia de tea y venteos. El segundo objetivo de la herramienta es permitir conocer el agregado de las emisiones fugitivas de las facilidades upstream de P&G del país.

Respecto a las fugas, la herramienta desarrollada consolida la información de las campañas de medición realizadas por la empresa, hace la estimación de la emisión de acuerdo con la composición del gas fugado y auto diligencia el formato que es solicitado por parte de la ANH. Como aporte adicional, la herramienta guía el usuario frente a la selección de mejor factor de emisión a utilizar en caso de que en campo no haya sido posible realizar la detección y/o cuantificación de la tasa de fuga. Finalmente, de acuerdo con el inventario de equipos y al estimado de horas de funcionamiento de estos, realiza una estimación paralela de las emisiones por fugas en la facilidad, de acuerdo con el método desarrollado por la asociación canadiense de productos de petróleo (CAPP). En cuanto a la quema en tea, la herramienta recolecta la información solicitada por parte de la ANH y diligencia el formato solicitado por la ANH, realizando la estimación de las emisiones de GEI por el gas quemado en campo. Ofrece igualmente la posibilidad de realizar la

estimación de la eficiencia en tea a partir de métodos empíricos, dichos métodos pueden ser utilizados contando con la respectiva aprobación de la ANH. Finalmente, respecto al tema de venteos, se identifican las diferentes fuentes de venteos en las actividades de exploración, explotación y tratamiento de gas y para cada uno de estos se ofrece diferentes alternativas de cálculo dando prioridad al usuario a que ingrese datos experimentales toda vez que haya sido realizados, en caso contrario se dispone de métodos de ingeniería o de factores de emisión para la realización del cálculo. Para cada una de las fuentes de venteo la herramienta permite ingresar la fracción de gas venteado en la fuente que es quemado o recolectado para aprovechamiento en campo, permitiendo realizar un consolidado mensual de la cantidad de gas que fue quemado por desvío de venteos, el cual es un dato de interés para las empresas para el permiso de quema. La información respecto a fugas, quemas y venteos es consolidada por la herramienta en un visor permitiéndolo a la operadora conocer de primera mano el nivel de emisiones fugitivas totales.

Con la información que sea recolectada de fugas, quemas y venteos se podrá refinar la estimación de las emisiones fugitivas del sector upstream, permitiendo tener mayor certeza sobre el valor de dichas emisiones e igualmente, implementando una metodología que permitirá hacer seguimiento a los esfuerzos del sector para la gestión y mitigación de las emisiones fugitivas.

Finalmente, se destaca la realización de campañas Aeroportadas de detección y cuantificación de fugas de metano a través de sobrevuelos de áreas especificadas por Carbon Mapper en coordinación con los países miembro del Compromiso Global. Lo anterior se realizó en el marco de su apuesta "Campaña de Metano de Latinoamérica", a partir de la cual se busca eficientemente mapear amplias regiones (hasta 20,000 km² por día) con aeronaves con sensores remotos para altas emisiones de CH₄ y CO₂, cuyo interés particular para el caso colombiano se enfocó en el sector minero-energético.

2.2.4 GESTIÓN ACTIVA DE LA DEMANDA

Esta línea estratégica tiene un potencial de reducción de 0,32 Mt CO₂eq a 2030. Los avances durante este periodo se resumen a continuación:

AVANCES NORMATIVOS

En conjunto con la Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales del Ministerio se trabaja en la implementación de la Resolución 40283 de 2022 por medio de la cual se busca habilitar mecanismos e incentivar la inclusión de los DER en el sistema eléctrico colombiano y se designa a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) como encargada de establecer las reglas y mecanismos de respuesta a la demanda.

2.2.5 SUSTITUCIÓN DE ENERGÉTICOS Y NUEVAS TECNOLOGÍAS

Esta línea estratégica no hacia parte de la primera versión del PIGCCme, motivo por el cual no contó con una estimación de emisiones asociada para el 2030, sin embargo, si es tenida en cuenta en los escenarios de carbononeutralidad a 2050. Los avances obtenidos en esta línea estratégica son los siguientes:

AVANCES NORMATIVOS

Durante el periodo de análisis, desde el MME se trabajó en el documento de proyecto de Decreto reglamentario para CCUS, el cual ha sido puesto a disposición para comentarios y se han realizado los ajustes pertinentes. Se ha identificado que como principales brechas para su implementación se encuentran los altos costos que representa esta tecnología además las incertidumbres actuales en términos de viabilidad financiera, desarrollo, escalabilidad y eficacia. Desde MinAmbiente se recomienda el desarrollo de proyectos piloto de CCUS que permitan explorar con mayor profundidad esta tecnología adaptada a las condiciones geográficas del territorio nacional.

Frente a geotermia, se adoptó el Decreto 1318 de 2022 el cual tiene por objeto adoptar los lineamientos a fin de incentivar la exploración y explotación del recurso geotérmico para la generación de energía eléctrica, así como para fomentar el conocimiento del subsuelo; y la Resolución 40302 de 2022 de la CREG, que establece los requisitos generales, técnicos y de información para el otorgamiento de los Permisos de Exploración y Explotación, la implementación del Registro Geotérmico y fijar sus condiciones para el desarrollo de las actividades de exploración y explotación del Recurso Geotérmico con fines de generación de energía eléctrica.

AVANCES E HITOS ADICIONALES

Se lleva a cabo un primer análisis para identificar empresas dentro del subsector minero que han adoptado sistemas de FNCER como parte de un primer paso hacia la identificación de brechas y oportunidades que permitan replicar estas prácticas en otras empresas mineras del país. Durante este proceso, se logró identificar empresas dedicadas a la extracción de carbón térmico y materiales de construcción ubicadas en el departamento de Antioquia que han incorporado granjas solares en sus operaciones, alcanzando hasta un 30% de sus consumos totales de energía. Para el caso de minería de carbón térmico, se identificaron varias brechas importantes, como la falta de acceso a oportunidades con entidades bancarias y aseguradoras para la implementación de tecnologías de energía solar. Esto afecta la capacidad de la empresa para avanzar en su objetivo de convertirse principalmente en auto generadores de energía y, gradualmente, en comercializadores de energía renovable. Se espera que a partir de este análisis se puedan desarrollar propuestas y mecanismos para establecer acuerdos voluntarios con el subsector minero, fomentando así la diversificación de sus fuentes de energía.

Paralelamente, se está colaborando con Atmosphere Alternative y el Centro Internacional de Agricultura Tropical (CIAT) a través de un Convenio de Cooperación Internacional. Este trabajo tiene como objetivo identificar alternativas y superar barreras tecnológicas y financieras para la sustitución de combustibles fósiles por combustibles de emisiones cero y bajas en Colombia. El enfoque del estudio se centra en subsectores específicos como la generación de energía eléctrica con carbón, la minería y la explotación de hidrocarburos, analizando brechas en áreas técnicas, tecnológicas, económicas, financieras, legales, regulatorias y en las prácticas operativas comunes.

2.3 ESTIMACIÓN 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 2-1 proporciona una descripción detallada de cada tipo de indicador utilizado en el MRVme.

TABLA 2-1

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 apoyar la implementación de una política que cuente con subsidios y otros incentivos. Es importante tener en cuenta que la existencia de una financiación no es suficiente para promover resultados de política, por lo cual la política debe garantizar la correcta gestión de los fondos adquiridos.
INDICADORES DE ACTIVIDAD	Abordan actividades de administración de políticas, las cuales ocurren regularmente mientras la política está en ejecución. Estas actividades pueden incluir licencias, permisos, y adquisiciones; monitoreo de la información; conformidad y cumplimiento.
INDICADORES DE EFECTO INTERMEDIO	Los efectos intermedios son cambios en el comportamiento, la tecnología, los procesos o las prácticas que resultan de la implementación de un instrumento de política. Así, realizar el monitoreo de estos efectos intermedios junto con los insumos y las actividades pueden ayudar a garantizar que un instrumento de política esté teniendo el impacto previsto.
INDICADORES DE IMPACTO	<p>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.</p> <p>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.</p>

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 2 se presenta una descripción detallada de la evolución temporal de estos indicadores entre los años 2015 y

2022, así como sus respectivas definiciones.

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 2 6 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; además, la evolución anual de cada uno de los indicadores presentados en la Tabla 2-6 se encuentra detallada en el Anexo 2 de este documento.

2.3.1 SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN)

Durante el período de estudio, se destaca que la generación eléctrica del SIN ha estado predominantemente basada en fuentes hídricas, lo que ha contribuido a mantener bajas emisiones de GEI por kilovatio hora producido. El uso de diversas centrales térmicas ha repercutido directamente en las emisiones del sector, evidenciando que cuando existe un aumento en el uso de estas con el propósito de abastecer la demanda, también aumentan las emisiones de este subsector. En el periodo de estudio se ha observado una notable reducción en el empleo de carbón mineral y gas natural en la generación eléctrica durante 2021 y 2022. Mientras tanto, la generación hidroeléctrica ha experimentado un aumento de alrededor de 18,4 TWh entre 2015 y 2022. La eficiencia térmica de las plantas de generación eléctrica a carbón ha mostrado mejoras leves en 2022, pero las de gas natural y líquidos han visto una disminución en su eficiencia (Ver Tabla 2 6). No obstante, las plantas que utilizan gas natural y combustibles líquidos siguen siendo las más eficientes. Además, se ha incrementado una unidad de generación adicional de carbón y cuatro unidades de generación de gas natural.

Es importante destacar el considerable aumento en la capacidad instalada (+~490 MW) y la generación eléctrica (+ ~800 GWh/año) a 2022 de las FNCER respecto a 2015, 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. Es necesario un avance acelerado en la construcción de líneas de transmisión a nivel nacional que permitan el ingreso de FNCER a la canasta nacional de energía eléctrica. En 2022, 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 SIN sustituyó la quema de ~18600 TJ de combustibles fósiles para la generación de energía para el 2022, equivalentes a una reducción de ~1,15 Mt CO₂eq.

En lo que respecta a la gestión de la demanda de energía eléctrica, esta ha aumentado para el año 2022, alcanzando un valor promedio de 8,74 GWh/h, abarcando tanto los picos diarios como los valores mínimos de consumo. Sin embargo, aunque la magnitud promedio del pico y el coeficiente de variación de las curvas de demanda muestran un suavizamiento, este no es tan pronunciado como el observado en los años 2020 y 2021, los cuales estuvieron influenciados por la pandemia del COVID-19 y la subsiguiente reactivación económica.

En el año 2022, el SIN registró 1294 solicitudes de proyectos de FNCE y logró la aprobación de 1199 proyectos con el certificado de FNCE emitido por la UPME.

Para el 2022, el SIN emitió ~7,8 Mt CO₂eq, lo que representa una reducción de cerca de 47% del año base del indicador (2015), y una reducción de ~1,46 Mt CO₂eq en comparación con la línea base del PIGCCme 2050. Las intensidades de emisiones GEI disminuyeron de 225 t CO₂eq/GWh en 2015 a 108 t CO₂eq/GWh en el 2022, 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 2-6.

TABLA 2-2

LÍNEA ESTRATÉGICA	ACTIVIDAD	EFEECTO PRINCIPAL
EFICIENCIA ENERGÉTICA	GESTIÓN DE LA OFERTA	Optimización en el consumo de combustible en termoeléctricas
		Ingreso de FNCE
		Ingreso de nuevas termoeléctricas a gas natural
		Ingreso de nuevas tecnologías (termoeléctricas) / Incremento en eficiencia de las termoeléctricas con potencial de mejora
		Disminución de las restricciones
		Inclusión de sistemas de almacenamiento de energía al sistema
GENERACIÓN DE ENERGÍA	DIVERSIFICACIÓN DE LA MATRIZ ENERGÉTICA	Reducción de combustible por KWh generado
		Aumento de la generación de energía por FNCE
		Diversificación del mercado energético

OBSERVACIONES
Los indicadores asociados con este fenómeno (HtRt, EfT) mostraron incrementos de hasta un 35% 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 35%.
Durante el período de 2015 a 2022, las FNCE han experimentado un notable aumento en su participación tanto en generación (W) como en capacidad instalada (CpInG). La generación por FNCE pasó de 589 GWh en 2015 a 1305 GWh en 2022. Aunque esta generación disminuyó entre 2021 y 2022 en 75 GWh, se ha consolidado la participación de las FNCE para 2022 en un 1,4% del total nacional. Además, se ha observado un crecimiento significativo en las solicitudes de proyectos FCNE y proyectos FNCE certificados por la UPME durante este mismo período, alcanzando 1294 y 1199 solicitudes, respectivamente. La incorporación de FNCE al Sistema Interconectado Nacional ha sido altamente beneficiosa, ya que ha reemplazado la quema de aproximadamente 18600 TJ de combustibles fósiles para la generación de energía en 2022. Esta sustitución equivale a una reducción de alrededor de 1,15 Mt CO ₂ eq en emisiones para este año, lo que representa un importante avance hacia la reducción de las emisiones de GEI.
A pesar de la disminución del consumo de gas natural y carbón mineral en las centrales térmicas entre 2015 y 2022, se ha observado un aumento de cuatro unidades de generación (UndGn) de gas natural y una unidad de generación a carbón mineral. Además, se ha incrementado en una unidad la generación de carbón en comparación con 2015. En el caso de los combustibles líquidos, se ha producido una reducción de nueve unidades, aunque dentro de estas puede haber unidades duales que, para 2022, se dedicaron exclusivamente a quemar carbón o gas.
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.
Durante el período de 2015 a 2022, el costo de las restricciones (CRest) ha experimentado un incremento en su valor promedio horario, pasando de 49,5 \$MCOP/h a 283 \$MCOP/h.
La falta de una línea base y un estado de avance en los indicadores relacionados con el seguimiento de esta actividad puede dificultar la evaluación y el monitoreo de su progreso.
El indicador Heat Rate (HtRt) ha permitido evaluar la evolución de este efecto en las centrales térmicas. Se observó un aumento de los valores HtRt para las centrales térmicas que consumen gas natural, cuyos valores pasaron de ~8400 a ~12900 BTU/kWh entre el 2015 y el 2022, por otro lado las centrales que usan combustibles líquidos aumentaron su HtRt hasta un 15%, sin embargo, se destaca una reducción de hasta un 26% en el valor de HtRt para las centrales térmicas a carbón, pasando de ~13300 a ~9800 BTU/kWh, convirtiéndose en el 2022 las centrales térmicas más eficientes en el consumo de combustible.
El análisis de este efecto se trató en la línea de Eficiencia energética para la actividad de Gestión de la demanda, dentro de esta tabla, ya que dicho efecto impactó varias líneas estratégicas.
Al examinar el indicador de la matriz energética (WMx), se evidencia un incremento en la participación de las FNCE (de 0,9% en 2015 a 1,4% en 2022) y de las hidroeléctricas mayores (de 67% en 2015 a 86% en 2022), mientras que se ha registrado una disminución en la participación de la generación proveniente de las centrales térmicas a carbón y gas natural (de 30% en 2015 a 12% en 2022).

TABLA 2-2

LÍNEA ESTRATÉGICA	ACTIVIDAD	EFECTO PRINCIPAL
GESTIÓN DE LA DEMANDA	TARIFA HORARIA	Ahorros en los costos
		Disminución de los picos de demanda de energía
	AGREGADORES DE DEMANDA	Aumento de la capacidad de almacenamiento de los usuarios
SUSTITUCIÓN ENERGÉTICA Y NUEVAS TECNOLOGÍAS	NUEVAS TECNOLOGÍAS	Optimización de recursos energéticos para atender la demanda de energía eléctrica
TRANSVERSAL	NO ESPECÍFICA	Inclusión de tecnologías emergentes de cero o bajas emisiones
		Emissiones generadas por la utilización de centrales térmicas

OBSERVACIONES
Durante el período comprendido entre 2015 y 2022, los indicadores de precios (InPr) estimados para el MRVme, han reflejado más el dinamismo propio del mercado que el efecto en cuestión. Esto se debe a que la ejecución de la tarifa horaria aún no ha comenzado. Además, el análisis de los indicadores ha revelado una disminución en el precio ponderado de bolsa y en el precio máximo de oferta. Sin embargo, se ha observado un aumento sostenido tanto en el precio de escasez como en el precio al consumidor final.
Los indicadores de demanda de energía (DCdEE, PMxD, PMnD, PMgD, PDsD) muestran un incremento en la demanda a nivel nacional, junto con una reducción en la variabilidad horaria. No obstante, la reducción en la variabilidad de la curva de demanda para el año 2022 se está acercando al comportamiento observado previo a la pandemia del COVID-19.
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.
Durante el año 2022, se ha seguido avanzando con las instalaciones de autogeneración a pequeña escala (AGPE), alcanzando una capacidad instalada de 13954 kW, lo que ha contribuido con 6,2 GWh de energía eléctrica al Sistema Interconectado Nacional (SIN); aunque las AGPE de energía solar no registran datos de generación en el SIN, estas reducen la presión de la demanda de energía del SIN. Por otro lado, aún no se dispone de información asociada a los usuarios que participan en la respuesta de la demanda ni a las instalaciones de generación distribuida en relación con otros indicadores de agregadores de demanda.
Entre los años 2015 a 2022, se ha incorporado una capacidad de aproximadamente 11 MW de fuentes de biogás y alrededor de 200 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.
Durante el período de 2015 a 2022, las emisiones de GEI de las centrales térmicas han experimentado una reducción del 48,3%. Sin embargo, es importante señalar que las emisiones por GWh generado en centrales térmicas han aumentado, pasando de 689 tCO ₂ eq/kWh a 858 tCO ₂ eq/kWh. Estos datos sugieren que, en términos generales, el retroceso en la eficiencia de las centrales térmicas a gas ha tenido un impacto mayor que la mejora en la eficiencia de las centrales térmicas a carbón. Lo anterior teniendo en cuenta que del total de energía proveniente de fuentes fósiles usadas para generación eléctrica, carbón mineral y gas natural en 2015 representaron respectivamente 54,2% y 36,2%, dicha participación pasó a ser de 30,4% y 68,8% respectivamente a 2022, indicando que el aumento en el valor de la intensidad de generación térmica no está ligado al uso de fuentes más sucias para la generación.
Por otro lado, las emisiones de los contaminantes criterio, precursores y contaminantes de vida corta han mostrado reducciones en este mismo periodo de tiempo, siendo más significativas las reducciones de SO _x y NO _x , con reducciones superiores al 50% comparados con el año 2015.

Fuente: Elaboración propia



2.3.2 ZONAS NO INTERCONECTADAS (ZNI)

En cuanto a la generación en las ZNI, el diésel ha sido el principal combustible utilizado para la generación eléctrica. Sin embargo, durante el período de análisis, se ha destacado un notable aumento tanto en la generación eléctrica como en la capacidad instalada de FNCE en estas zonas. Las ZNI cuentan con la particularidad de que año a año, diferentes municipios a nivel nacional son conectados o desconectados de la red nacional de transmisión, haciendo que la cantidad de municipios considerados como ZNI también cambie. A pesar de que los datos del sector señalan un aumento aproximado del 4% en el consumo de combustibles, se ha observado una disminución del 3% en la generación con diésel y un incremento 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 2-6.

TABLA 2-3

LÍNEA ESTRATÉGICA
EFICIENCIA ENERGÉTICA
GENERACIÓN DE ENERGÍA
SUSTITUCIÓN ENERGÉTICA Y NUEVAS TECNOLOGÍAS
TRANSVERSAL

Análisis global de indicadores según líneas estratégicas para las ZNI

ACTIVIDAD	EFEECTO PRINCIPAL	OBSERVACIONES
FORTALECIMIENTO PROURE EN LA OFERTA	Optimización en el consumo de combustible en generadores	Los indicadores relacionados con este efecto (HtRt, Eft) mostraron una disminución de 7.5% entre los años 2015 a 2022.
TRANSFORMACIÓN DE LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS	Reducción de combustible por KWh generado	Se empleó el Heat Rate (HtRt) para analizar la evolución de este efecto en las ZNI, observándose un incremento del 8% en su valor para el año 2022 en comparación con el 2015. El HtRt pasó de 10800 BTU/kWh a 11674 BTU/kWh durante este periodo.
	Aumento de la generación de energía por FNCE	Entre los años 2015 y 2022, se ha evidenciado un incremento en la contribución de las FNCE tanto en generación (W, WMx) como en capacidad instalada (CplnG) en las ZNI. La generación de FNCE ha pasado de 5,6 GWh en 2015 a 53,2 GWh en 2022, consolidando su participación en un 12,5% del total nacional de las ZNI para el año 2022. El ingreso de las FNCE en las ZNI ha evitado el consumo de 649 TJ de combustibles en dichas zonas, equivalente a una reducción estimada de 42,3 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 12,5% al total nacional de generación en las ZNI.
NUEVAS TECNOLOGÍAS	Inclusión de tecnologías emergentes de cero o bajas emisiones	En el año 2022, las ZNI continúan con 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, las cuales fueron instaladas en los últimos años; para el 2022 no se registraron tecnologías emergentes adicionales.
NO ESPECÍFICA	Emisiones generadas por la quema de combustibles en las ZNI	Durante el período entre 2015 y 2022, se observó un incremento del 3% en las emisiones de las ZNI. Asimismo, las emisiones por GWh generado aumentaron de 848 tCO ₂ eq/kWh a 909 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



2.3.3 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, respecto a los valores del año base, se observa una reducción en el consumo energético de combustibles en todas las actividades, excepto en downstream, que empieza a mostrar una disminución en el consumo de combustibles desde el 2017. 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. En el caso particular de downstream, para el periodo 2019- 2022 Ecopetrol entregó el consumo de combustible de la Refinería de Barrancabermeja, permitiendo reajustar la serie temporal con valores consistentes de consumo de gas natural, gas de refinería y gas de purga.

En cuanto a la incorporación de FNCE en este sector, para el año 2022 se cuenta con información

proporcionada por ECOPEPETROL S.A. y filiales, lo que ha permitido evidenciar un aumento en la autogeneración con FNCE, principalmente a través de energía solar, especialmente en upstream, donde se generaron 118,3 GWh durante este año. Los indicadores analizados han permitido visualizar el proceso de electrificación en los segmentos midstream y downstream, así como una reducción en la quema de gas en antorchas y su uso en los procesos de extracción, lo que ha llevado a una disminución de las emisiones. Sin embargo, se

destaca que esta reducción está principalmente asociada 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 2 6.

TABLA 2-4

LÍNEA ESTRATÉGICA	ACTIVIDAD	EFEECTO PRINCIPAL
EFICIENCIA ENERGÉTICA	FORTALECIMIENTO PROURE EN LA OFERTA	Optimización en el consumo de combustible
		Ingreso de FNCE
		Autogeneración / Potencial entrega de eléctrica al SIN
		Reducción de demanda de energía eléctrica interna
GESTIÓN DE LA DEMANDA	AGREGADORES DE DEMANDA	Optimización de recursos energéticos para atender la demanda de energía eléctrica
EMISIONES FUGITIVAS	GENERACIÓN DE INFORMACIÓN	Mejora de cálculo de emisiones GEI y su incertidumbre

OBSERVACIONES
Los indicadores asociados a este efecto (EfPQ) mostraron que para midstream se redujo un 17% este tipo de eficiencia, pasando de 48,8 GJ/KBOE ⁵ a 39,7 GJ/KBOE, mientras que para downstream, este tipo de eficiencia pasó de 434 GJ/KBOE a 473 GJ/KBOE, equivalente a un aumento de 9%. Cabe destacar que upstream mostró una reducción de 211 TJ/MBOE a 178 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 2022.
Hasta la fecha, la información recopilada se limita a ECOPETROL S.A. y sus filiales, quienes han reportado una generación de 118,3 GWh mediante FNCE para el año 2022. Sin embargo, para ese mismo año, la UPME no registró solicitudes directas de proyectos FNCE para este segmento de la industria.
Hasta la fecha, se ha recopilado información únicamente de ECOPETROL S.A. y sus filiales, quienes reportaron una autogeneración de aproximadamente 4285 GWh en el año 2022, superando en ~96 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.
Dentro de la cadena productiva del petróleo y gas, se han registrado aumentos significativos en la demanda del Sistema Interconectado Nacional (SIN) en todas las etapas de producción, teniendo aumentos de 70% en upstream, 7.5% en midstream y 57% en downstream.
En términos intensivos, los consumos de energía eléctrica por unidad de producción también han experimentado cambios entre el año 2016 a 2022. En la etapa de upstream, el consumo por barril de equivalente de petróleo aumentó de ~13100 kWh/KBOE a ~21200 kWh/KBOE. En midstream, el consumo por barril de equivalente de petróleo transportado disminuyó de ~783 kWh/KBOE a ~715 kWh/KBOE. Por otro lado, en downstream, el consumo por barril de equivalente de petróleo refinado pasó de ~13400 kWh/KBOE a ~11800 kWh/KBOE.
Para el año 2022, 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.
Se ha trabajado junto con la ANH para establecer mecanismos de recolección periódica de información que permitan conocer el nivel de emisiones de GEI debidas a fugas, quema en tea y venteo que ocurren en las facilidades del país. Una vez se pongan en marcha dichos mecanismos y se disponga de información completa sobre las diferentes fuentes de emisión en las facilidades, se obtendrá información consolidada a nivel nacional que permitirá contar con estimaciones de emisiones que reflejen las prácticas de la industria a nivel nacional y los esfuerzos que han realizados las diferentes empresas en la gestión de sus emisiones fugitivas.
La implementación de mecanismos de recolección de información sobre las emisiones fugitivas que se dan en las facilidades de petróleo y gas del país permitirá, por un lado, disminuir las incertidumbres de las emisiones presentadas a nivel nacional para esta categoría y por otro lado, permitirá mejorar el seguimiento que se realiza al cumplimiento de la meta de mitigación de esta línea estratégica.
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.

⁴ <https://www.anh.gov.co/es/normatividad2/normatividad/resoluci%C3%B3n-10981-del-31-10-2023/>

TABLA 2-4

LÍNEA ESTRATÉGICA	ACTIVIDAD	EFFECTO PRINCIPAL
EMISIONES FUGITIVAS	REGULACIÓN DE EMISIONES FUGITIVAS	Mejor aprovechamiento del recurso
		Generación de planes de mantenimiento
		Reducción de emisiones fugitivas
SUSTITUCIÓN ENERGÉTICA Y NUEVAS TECNOLOGÍAS	ELECTRIFICACIÓN Y SUSTITUCIÓN POR ENERGÉTICOS MENOS CARBONO INTENSIVOS	Sustitución de energéticos en los procesos de calor y maquinaria pesada
		Incremento de la capacidad instalada de FNCER
		Aumento de demanda de energía tomada del SIN
		Reducción del consumo de combustible
	NUEVAS TECNOLOGÍAS	Inclusión de tecnologías emergentes de cero o bajas emisiones
TRANSVERSAL	NO ESPECÍFICA	Emisiones generadas por el sector de petróleo y gas debidas a procesos de combustión

OBSERVACIONES
En el año 2022, 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), CONSUMO EN CAMPO y GAS UTIL, experimentaron 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 46% del gas de formación utilizado, pero para el 2022, su participación se redujo al 26%. Estos cambios en la utilización del gas de formación reflejan una evolución en los procesos y prácticas del sector de petróleo y gas.
La adopción de la resolución 40317 de 2023, permitió que la ANH estableciera las reglas para el reporte de la línea base de fugas, así como de los resultados de las campañas LDAR y los programas de reparación de fugas que se realicen dentro de las facilidades, los lineamientos para estos planes fueron expedidos a través de la circular N 26 de 2023 ⁶ .
En relación con la reducción de emisiones fugitivas, se observó una disminución significativa del ~25% en las emisiones de GEI en la extracción de petróleo y un ~6 % 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.
Los indicadores EfPD han revelado una disminución en la cantidad de energía eléctrica obtenida del Sistema Interconectado Nacional (SIN) por unidad de producción en la cadena productiva del petróleo y gas. Por otro lado, el indicador EfPT ha mostrado una disminución de aproximadamente el 4,1% en upstream, una disminución de alrededor del 15,8% en midstream, y un aumento del 9% en downstream. El análisis combinado de EfPQ, EfPD y EfPT indica que entre los años 2016 y 2022 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 avances en la eficiencia energética generalizada para esta parte de la cadena. Además, el análisis de EfPQ para gas natural indica que ha mantenido el consumo de gas natural por KBOE producido o transportado, sin embargo, en el caso de las refinerías, este valor se ha incrementado 0,05 a 0.10 TJ/KBOE, mostrando incrementos de participación de combustibles menos carbono intensivos en esta parte de la cadena productiva del petróleo y del gas.
Ítem ya explicado en esta tabla, específicamente en Generación de energía/Fortalecimiento PROURE en la oferta/Ingreso de FNCE.
Ítem ya explicado en esta tabla, específicamente en Eficiencia Energética/Fortalecimiento PROURE en la oferta/Reducción de demanda de energía eléctrica interna.
Ítem ya explicado en esta tabla, específicamente en Eficiencia Energética/Fortalecimiento PROURE en la oferta/Optimización de consumo de combustible. De forma adicional, en upstream se ha reducido el consumo energético de combustible en ~20%, midstream en ~18% y un aumento en downstream en ~17%.
Este sector no registra a 2022 la implementación de nuevas tecnologías en las fuentes de información consultadas.
Durante el período analizado, las emisiones por combustión generadas por las refinerías experimentaron un incremento del 17%, con respecto al año 2016. Por otro lado, en la producción de petróleo y gas natural, las emisiones se redujeron en un 19.6%, y en el transporte de hidrocarburos, se observó una disminución del 21%.

Fuente: Elaboración propia

⁶ <https://www.anh.gov.co/es/normatividad2/normatividad/circular-n-26-de-1-de-diciembre-2023-declaraci%C3%B3n-de-primera-parte-para-conformidad-de-detecci%C3%B3n-y-cuantificaci%C3%B3n-de-fugas-de-gas-natural-y-1%C3%ADnea-base-de-fugas/>



2.3.4 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 2022, la producción total de carbón disminuyó en un 33%, 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 creciente entre 2020 y 2022. 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 procesos de calor y maquinaria pesada hacia gas natural o electricidad. En el caso de la extracción de ferróniquel, 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 aumentado, 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 2-6.

TABLA 2-5

LÍNEA ESTRATÉGICA	ACTIVIDAD	EFEECTO PRINCIPAL
EFICIENCIA ENERGÉTICA	FORTALECIMIENTO PROURE EN LA OFERTA	Optimización en el consumo de combustible
		Ingreso de FNCE
		Autogeneración / Potencial entrega de eléctrica al SIN
		Reducción de demanda de energía eléctrica interna
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
		Incremento de la capacidad instalada de FNCE
	NUEVAS TECNOLOGÍAS	Aumento de demanda de energía tomada del SIN
		Reducción del consumo de combustible
		Inclusión de tecnologías emergentes de cero o bajas emisiones

OBSERVACIONES
Los indicadores asociados a este efecto (EfPQ) mostraron que para la minería de carbón se incrementó ~8%, pasando de 451 GJ/kt a 487 GJ/kt. Por otro lado, los agregados pétreos experimentaron un aumento del 33%, pasando de 137 GJ/1E3m3 de material a 183 GJ/1E3m3 de material, y la extracción de ferroníquel aumentó un 3% (166 GJ/t en 2015 a 170 GJ/t en 2022), sin embargo, se destaca que entre el 2021 y el 2022, esta eficiencia para este tipo de mineral se redujo alrededor de 20 GJ/t.
Hasta el momento, no se ha podido rastrear información de autogeneración con FNCE en minería.
Hasta el momento, solo se ha analizado la información de autogeneración por gas natural proveniente de la extracción de ferroníquel, la cual paso de 1,8 MW en 2015, a 18,6 MW en 2022.
La demanda del SIN se ha reducido un 22% para la minería de carbón, y 5% para la minería de ferroníquel, mientras que para la minería de agregados pétreos la demanda del SIN aumentó 80%. En específico, la extracción de níquel redujo su demanda por unidad de producción de 36,7 MWh/t a 33,2 MWh/t. En contraste, la minería de carbón aumentó estos valores de 4,66 kWh/t a 5,48 kWh/t, mientras que los agregados pétreos incrementaron su valor de 1,5 kWh/m3 a 3,4 kWh/m3.
El indicador EfPD ha relacionado los incrementos de energía eléctrica proveniente del SIN por unidad de generación para cada tipo de minería, excepto para la minería de ferroníquel, que mostró una disminución de ~16%. Por otro lado, el indicador EfPT mostró un aumento de 37% en la minería de agregados pétreos, una reducción de 6% en la minería de ferroníquel y un aumento de 8% en la minería de carbón.
Al realizar un análisis conjunto de EfPQ, EfPD y EfPT, se observa que entre los años 2015 y 2022 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 129%, sino que la energía total por metro cúbico de agregado producido indica un aumento en la eficiencia energética generalizada para este tipo de minería
Adicionalmente, el análisis de EfPQ para gas natural indica un aumento de entre el 4% y el 51% en el consumo de gas natural por kilotonelada de carbón o ferroníquel producido, lo que sugiere un incremento en el uso de gas natural en este subsector.
Ítem ya explicado en esta tabla, específicamente en Eficiencia energética/Fortalecimiento PROURE en la oferta/Ingreso de FNCE.
Ítem ya explicado en esta tabla, específicamente en Eficiencia energética/Fortalecimiento PROURE en la oferta/Reducción de demanda de energía eléctrica interna.
Ítem ya explicado en esta tabla, específicamente en Eficiencia energética/Fortalecimiento PROURE en la oferta/Optimización de consumo de combustible.
Este sector no registra a 2022 la implementación de nuevas tecnologías en las fuentes de información consultadas.

TABLA 2-5

LÍNEA ESTRATÉGICA	ACTIVIDAD	EFECTO PRINCIPAL
TRANSVERSAL	NO ESPECÍFICA	Emisiones generadas por el sector de minería debidas a procesos de combustión y emisiones fugitivas

OBSERVACIONES
<p>Entre los años 2015 y 2022, las emisiones de GEI asociadas a la minería de carbón se redujeron aproximadamente un 26% debido principalmente a la disminución en la producción de carbón. Por otro lado, la intensidad de emisiones aumentó, pasando de alrededor de 73,4 tCO₂eq/kt a unos 80,5 tCO₂eq/kt en 2022, lo que representa un aumento de alrededor del 10%.</p> <p>En cuanto a la minería de ferroníquel, las emisiones aumentaron un 16% en el proceso productivo del níquel y alrededor de un 17% 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 16,200 tCO₂eq/kt de níquel.</p> <p>Por otro lado, en el caso de los agregados pétreos, los valores intensivos de emisiones disminuyeron de 890 tCO₂eq/m³ a aproximadamente 6380 tCO₂eq/m³, lo que representa un aumento del 617% entre 2015 y 2022.</p> <p>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.</p>

Fuente: Elaboración propia



2.3.5 ANÁLISIS ESPECÍFICO DE LOS INDICADORES

En la Tabla 2-6 se presenta una comparación para los indicadores del MRVme entre los años establecidos de línea base y su estado a 2022 y su respectivo análisis; la evolución temporal de los mismos se encuentra detallada en el Anexo 1 de este documento.



TABLA 2-6

Estado de Indicadores del MRVme a 2022

NOMBRE INDICADOR	SUBSECTOR	LÍNEAS ESTRATÉGICAS	TIPO DE INDICADOR	DESAGREGACIONES	
CNSDC	Cantidad de combustible consumido	MINERÍA	EE, SE	SC, EI	DIESEL BX
					DIESEL OIL
					GAS NATURAL
					GASOLINA EX
					GASOLINA MOTOR
CNSDC	Cantidad de combustible consumido	PETRÓLEO Y GAS	EE, SE	SC, EI	DIESEL OIL
					FUEL OIL
					GAS DE REFINERÍA
					GAS LICUADO DE PETRÓLEO
					GAS NATURAL
					OFF GAS
					PETRÓLEO
CNSDC	Cantidad de combustible consumido	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	GE, EE, SE	SC, EI	CARBÓN MINERAL
					DIESEL OIL
					FUEL OIL
					GAS NATURAL
					PETRÓLEO
					QUEROSENE Y JET FUEL

AÑO BASE	UNIDADES	LÍNEA BASE	ESTADO A 2022	VARIACIÓN	OBSERVACIONES
2015	kbl	91.79	97.72	+6.5%	La caída generalizada de este indicador se atribuye principalmente a la disminución en la producción nacional de carbón. No obstante, los aumentos en el consumo de combustibles como el DIESEL BX y el GAS NATURAL están mayormente influenciados por la dinámica de producción de ferroníquel en el país. Específicamente para DIESEL OIL Y GASOLINA MOTOR, la reducción es superior a 28%.
2015	kbl	6544.56	4669.44	-28.7%	
2015	MPC	9141.74	10188.05	+11.4%	
2015	kbl	2.44	0.04	-98.4%	
2015	kbl	47.21	31.17	-34%	
2015	kbl	2424.34	2032.47	-16.2%	Entre el 2015 y el 2022 se ha registrado un descenso del consumo de combustible entre 13% y 22% en los combustibles líquidos y un descenso en el consumo de GAS NATURAL; no obstante, el GAS DE REFINERÍA y el OFF GAS registran aumentos, principalmente debido a que la refinería de Cartagena no estaba completamente operativa en 2015.
2015	kbl	0.00	0.00	0kbl	
2015	MPC	40284.47	44488.79	+10.4%	
2015	kbl	297.90	257.47	-13.6%	
2015	MPC	66264.23	62918.32	-5%	
2015	MPC	2017.94	16036.62	+694.7%	
2015	kbl	2592.16	2024.96	-21.9%	
2015	kt	2657.00	1219.71	-54.1%	El GAS NATURAL y el CARBÓN MINERAL son los principales combustibles empleados en la generación del SIN. Sin embargo, en los últimos años, han experimentado una disminución considerable debido al dinamismo del sector energético y al creciente aporte de las FNCE al SIN, reducciones que se encuentran por encima del 30%. Es notable que para el año 2022, el consumo de combustibles líquidos se redujo en un 90% o incluso más.
2015	kbl	2153.40	33.74	98.4%	
2015	kbl	1353.18	110.74	-91.8%	
2015	MPC	113446.16	78631.60	-30.7%	
2015	kbl	0.00	0.00	--	
2015	kbl	86.15	0.00	-100%	

TABLA 2-6

NOMBRE INDICADOR	SUBSECTOR	LÍNEAS ESTRATÉGICAS	TIPO DE INDICADOR	DESAGREGACIONES	
CNSDC	Cantidad de combustible consumido	ZONAS NO INTERCONECTADAS	GE, EE, SE	SC, EI	DIESEL OIL
Q	Cantidad de energía consumida de combustibles	MINERÍA	EE, SE	SC, EI	TODOS LOS COMBUSTIBLES
Q	Cantidad de energía consumida de combustibles	PETRÓLEO Y GAS	EE, SE	SC, EI	TODOS LOS COMBUSTIBLES
Q	Cantidad de energía consumida de combustibles	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	GE, EE, SE	SC, EI	TODOS LOS COMBUSTIBLES
Q	Cantidad de energía consumida de combustibles	ZONAS NO INTERCONECTADAS	GE, EE, SE	EI, EFNG	TODOS LOS COMBUSTIBLES
W	Energía Eléctrica Generada	MINERÍA	GE, EE, SE	EI	TODOS LOS TIPOS DE AUTOGENERACIÓN
					AUTOGENERACIÓN GAS NATURAL

AÑO BASE	UNIDADES	LÍNEA BASE	ESTADO A 2022	VARIACIÓN	OBSERVACIONES
2015	kbl	761.90	796.32	+4.5%	Durante el período comprendido entre 2015 y 2022, el consumo de DIESEL OIL ha aumentado debido a la instalación de nuevas plantas diésel y a la disminución de la eficiencia energética en este tipo de instalaciones.
2015	PJ	47.62	37.84	-20.5%	La caída generalizada de este indicador se debió principalmente a la disminución en la producción de carbón a nivel nacional.
2015	PJ	137.39	137.37	0.0%	El consumo energético para petróleo y gas en el año 2022 tuvo valores similares al año 2015, sin embargo, para el año 2019 se encontró un valor máximo de 176 PJ, esta similitud entre la línea base y el año 2022 obedece a que en el 2015 la refinería de Cartagena no se encontraba completamente operativa.
2015	PJ	211.18	115.26	-45.4%	La reducción de este indicador se ha atribuido al dinamismo del sector energético y a la contribución de las FNCER al SIN. Esta disminución se debe principalmente al aumento en la generación de las hidroeléctricas mayores, la entrada de Hidroituango, y en menor medida, al incremento en la generación debido a la entrada en operación de múltiples proyectos de energía solar y eólica.
2015	PJ	4.38	4.58	+4.6%	Entre 2015 y 2022, este indicador ha aumentado a pesar de la disminución en la generación de energía eléctrica por estas centrales. Este fenómeno podría ser resultado de una disminución en la eficiencia térmica de las centrales térmicas o de posibles variaciones en la metodología de cuantificación de los consumos de combustibles en las ZNI.
2015	GWh	9.06	111.43	+1129.9%	Este indicador experimentó un aumento notable como resultado de la instalación de plantas de autogeneración a gas natural en la extracción de ferroníquel. Es fundamental resaltar que este indicador refleja exclusivamente la actividad minera del ferroníquel, ya que hasta la fecha es el único sector minero del que se pudo obtener esa información.
2015	GWh	9.06	111.43	+1129.9%	

TABLA 2-6

NOMBRE INDICADOR	SUBSECTOR	LÍNEAS ESTRATÉGICAS	TIPO DE INDICADOR	DESAGREGACIONES	
W	Energía Eléctrica Generada	PETRÓLEO Y GAS	GE, EE, SE	EI	TODOS LOS TIPOS DE AUTOGENERACIÓN
					AUTOGENERACIÓN GAS LICUADO DE PETRÓLEO
					AUTOGENERACIÓN GAS NATURAL
					AUTOGENERACIÓN PETRÓLEO
					AUTOGENERACIÓN SOLAR
W	Energía Eléctrica Generada	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	GE, GD, EE, SE	EI, EFNG	TODOS LOS TIPOS DE AUTOGENERACIÓN
					AUTOG. PEQ. ESCALA BIOGAS
					AUTOG. PEQ. ESCALA BIOMASA
					AUTOG. PEQ. ESCALA CARBÓN MINERAL
					AUTOG. PEQ. ESCALA GAS NATURAL
					AUTOG. PEQ. ESCALA SOLAR
					AUTOGENERADOR BIOGAS
					AUTOGENERADOR BIOMASA
					AUTOGENERADOR CARBÓN MINERAL
					AUTOGENERADOR GAS NATURAL
					AUTOGENERADOR HIDRÁULICA

AÑO BASE	UNIDADES	LÍNEA BASE	ESTADO A 2022	VARIACIÓN	OBSERVACIONES
2016	GWh	4188.70	4285.07	+2.3%	En este subsector, se ha observado un incremento progresivo hacia la autogeneración, con un enfoque particular en la reducción de la autogeneración utilizando GAS LICUADO DE PETRÓLEO y PETRÓLEO, y el aumento de la autogeneración mediante energía SOLAR y GAS NATURAL. Es importante señalar 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 de la cual se han obtenido dichos datos. Además, se ha establecido 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.
2016	GWh	157.42	0.00	-100%	
2016	GWh	2726.88	3151.51	+15.6%	
2016	GWh	1304.39	1017.42	-22%	
2016	GWh	0.00	116.14	+116.1 GWh	
2015	GWh	65444.18	72549.44	+10.9%	Durante el período comprendido entre 2015 y 2022, la generación eléctrica ha aumentado en todos los tipos de fuentes, excepto en los COGENERADORES de GAS NATURAL, la generación distribuida, y en las centrales térmicas que emplean combustibles fósiles. Por otro lado, en lo que respecta al desempeño de las FNCER, todas han incrementado su generación. Se debe destacar los Autogeneradores a pequeña escala que registran datos de generación son alrededor de 5, a mayoría aquellas que usan BIOGAS, BIOMASA o GAS NATURAL, sin embargo, existen muchas más AGPE instaladas que no registran generación de energía en XM, pero cuya capacidad instalada si se encuentra debidamente registrada. En términos generales, entre el 2015 y el 2022 la generación de energía a nivel nacional ha aumentado alrededor de 11%.
2015	GWh	0.00	0.32	+0.3 GWh	
2015	GWh	0.00	5.89	+5.9GWh	
2015	GWh	0.00	0.00	0 GWh	
2015	GWh	0.00	0.01	0 GWh	
2015	GWh	0.00	0.00	0 GWh	
2015	GWh	0.00	3.37	+3.4 GWh	
2015	GWh	0.00	1.75	+1.8 GWh	
2015	GWh	0.00	18.11	+18.1 GWh	
2015	GWh	0.00	137.45	+137.4 GWh	
2015	GWh	0.00	195.22	+195.2 GWh	

TABLA 2-6

NOMBRE INDICADOR	SUBSECTOR	LÍNEAS ESTRATÉGICAS	TIPO DE INDICADOR	DESAGREGACIONES	
W	Energía Eléctrica Generada	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	GE, GD, EE, SE	EI, EFNG	AUTOGENERACIÓN SOLAR
					COGENERADOR BIOMASA
					COGENERADOR CARBÓN MINERAL
					COGENERADOR GAS NATURAL
					GEN. DISTRIBUIDA HIDRÁULICA
					GEN. DISTRIBUIDA SOLAR
					NORMAL BIOGAS
					NORMAL BIOMASA
					NORMAL CARBÓN MINERAL
					NORMAL DIESEL OIL
					NORMAL FUEL OIL
					NORMAL GAS NATURAL
					NORMAL HIDRÁULICA
					NORMAL MIXED
					NORMAL PETRÓLEO
					NORMAL QUEROSENE Y JET FUEL
NORMAL SOLAR					
NORMAL VIENTO					

AÑO BASE	UNIDADES	LÍNEA BASE	ESTADO A 2022	VARIACIÓN	OBSERVACIONES
2015	GWh	0.00	12.13	+12.1 GWh	<p>Durante el período comprendido entre 2015 y 2022, la generación eléctrica ha aumentado en todos los tipos de fuentes, excepto en los COGENERADORES de GAS NATURAL, la generación distribuida, y en las centrales térmicas que emplean combustibles fósiles. Por otro lado, en lo que respecta al desempeño de las FNCER, todas han incrementado su generación.</p> <p>Se debe destacar los Autogeneradores a pequeña escala que registran datos de generación son alrededor de 5, a mayoría aquellas que usan BIOGAS, BIOMASA o GAS NATURAL, sin embargo, existen muchas más AGPE instaladas que no registran generación de energía en XM, pero cuya capacidad instalada si se encuentra debidamente registrada.</p> <p>En términos generales, entre el 2015 y el 2022 la generación de energía a nivel nacional ha aumentado alrededor de 11%.</p>
2015	GWh	441.43	735.13	+66.5%	
2015	GWh	10.55	12.83	+21.6%	
2015	GWh	1.79	0.14	-92.2%	
2015	GWh	41.30	36.33	-12%	
2015	GWh	0.00	0.00	0 GWh	
2015	GWh	0.00	1.02	+1 GWh	
2015	GWh	0.00	0.00	0 GWh	
2015	GWh	6244.98	2977.85	-52.3%	
2015	GWh	1042.85	7.47	-99.3%	
2015	GWh	490.71	35.33	-92.8%	
2015	GWh	13442.19	5820.19	-56.7%	
2015	GWh	43615.29	61993.18	+42.1%	
2015	GWh	0.00	0.00	0 GWh	
2015	GWh	0.00	0.00	0 GWh	
2015	GWh	44.72	0.00	-100%	
2015	GWh	0.00	481.42	+481.4 GWh	
2015	GWh	68.38	74.30	+8.7%	

TABLA 2-6

NOMBRE INDICADOR	SUBSECTOR	LÍNEAS ESTRATÉGICAS	TIPO DE INDICADOR	DESAGREGACIONES	
W	Energía Eléctrica Generada	ZONAS NO INTERCONECTADAS	GE, EE, SE	EI, EFNG	TELEMETRÍA TODOS LOS ENERGÉTICOS
					TELEMETRÍA BIOMASA
					TELEMETRÍA DIESEL OIL
					TELEMETRÍA HIDRÁULICA
					TELEMETRÍA SOLAR
CPING	Capacidad Instalada de Generación Eléctrica	MINERÍA	GE, EE, SE	EI	AUTOGENERACIÓN GAS NATURAL
CPING	Capacidad Instalada de Generación Eléctrica	PETRÓLEO Y GAS	GE, EE, SE	EI	AUTOGENERACIÓN BIOMASA
					AUTOGENERACIÓN GAS NATURAL
					AUTOGENERACIÓN LÍQUIDOS AGREGADOS
					AUTOGENERACIÓN PCH
					AUTOGENERACIÓN SOLAR

AÑO BASE	UNIDADES	LÍNEA BASE	ESTADO A 2022	VARIACIÓN	OBSERVACIONES
2015	GWh	389.73	424.60	+8.9%	Entre 2015 y 2022, la generación eléctrica en las ZNI experimentó un aumento de ~9%, siendo las FNCER las principales responsables de este crecimiento. Es importante destacar que la generación mediante DIESEL OIL fue la única fuente que mostró una disminución para el año 2022 en comparación con la línea base establecida. Este análisis solo pudo llevarse a cabo en las ZNI que cuentan con telemetría, debido a la disponibilidad de información.
2015	GWh	0.00	14.60	+14.6 GWh	
2015	GWh	384.15	371.44	-3.3%	
2015	GWh	3.94	15.94	+304.6%	
2015	GWh	22.62	22.62	+1279.3%	
2015	MW	1.80	18.60	+933.3%	El indicador de autogeneración con GAS NATURAL en la extracción de ferroníquel ha mostrado un crecimiento significativo durante los últimos años. Es fundamental precisar que este indicador se relaciona exclusivamente con 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.
2016	MW	35.00	0.00	-100%	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 106 MW y de PCH en 4 MW, así como el descenso de la capacidad instalada de la autogeneración con GAS NATURAL y LÍQUIDOS y la desaparición de la autogeneración con BIOMASA.
2016	MW	829.00	784.00	-5.4%	
2016	MW	362.00	359.70	-0.6%	
2016	MW	0.00	4.00	+4 MW	
2016	MW	0.00	106.00	+106 MW	

TABLA 2-6

NOMBRE INDICADOR	SUBSECTOR	LÍNEAS ESTRATÉGICAS	TIPO DE INDICADOR	DESAGREGACIONES	
CPING	Capacidad Instalada de Generación eléctrica	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	GE, GD, EE, SE	EI, EFNG	AUTOG. PEQ. ESCALA BIOGAS
					AUTOG. PEQ. ESCALA BIOMASA
					AUTOG. PEQ. ESCALA CARBÓN MINERAL
					AUTOG. PEQ. ESCALA GAS NATURAL
					AUTOG. PEQ. ESCALA SOLAR
					AUTOGENERADOR BIOGAS
					AUTOGENERADOR BIOMASA
					AUTOGENERADOR CARBÓN MINERAL
					AUTOGENERADOR GAS NATURAL
					AUTOGENERADOR HIDRÁULICA
					AUTOGENERADOR SOLAR
					COGENERADOR BIOMASA
					COGENERADOR CARBÓN MINERAL
					GEN. DISTRIBUIDA HIDRÁULICA
					GEN. DISTRIBUIDA SOLAR
					NORMAL BIOGAS
NORMAL BIOMASA					
NORMAL CARBÓN MINERAL					

AÑO BASE	UNIDADES	LÍNEA BASE	ESTADO A 2022	VARIACIÓN	OBSERVACIONES
2015	MW	0.00	0.50	+0.5 MW	Entre 2015 y 2022, 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 los parques eólicos no registraron un crecimiento en su capacidad instalada en el SIN durante este período, y el crecimiento sostenido de los autogeneradores a pequeña escala con energía solar.
2015	MW	0.00	1.00	+1 MW	
2015	MW	0.00	0.00	0 MW	
2015	MW	0.00	1.00	+1 MW	
2015	MW	0.00	11.45	+11.4 MW	
2015	MW	0.00	6.60	+6.6 MW	
2015	MW	0.00	6.79	+6.8 MW	
2015	MW	0.00	14.90	+14.9 MW	
2015	MW	0.00	53.84	+53.8 MW	
2015	MW	0.00	37.52	+37.5 MW	
2015	MW	0.00	27.44	+27.4 MW	
2015	MW	77.20	212.40	+175.1%	
2015	MW	9.40	17.00	+80.9%	
2015	MW	15.36	17.96	+16.9%	
2015	MW	0.00	0.00	0 MW	
2015	MW	0.00	3.95	+4MW	
2015	MW	0.00	0.00	0 MW	
2015	MW	1339.00	1632.00	+21.9%	

TABLA 2-6

NOMBRE INDICADOR	SUBSECTOR	LÍNEAS ESTRATÉGICAS	TIPO DE INDICADOR	DESAGREGACIONES	
CPING	Capacidad Instalada de Generación eléctrica	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	GE, GD, EE, SE	EI, EFNG	NORMAL DIESEL OIL
					NORMAL FUEL OIL
					NORMAL GAS NATURAL
					NORMAL HIDRÁULICA
					NORMAL MIXED
					NORMAL QUEROSENE Y JET FUEL
					NORMAL SOLAR
					NORMAL VIENTO
CPING	Capacidad Instalada de Generación Eléctrica	ZONAS NO INTERCONECTADAS	GE, EE, SE	EI, EFNG	SIN TELEMTRÍA DIESEL OIL
					SIN TELEMTRÍA HIDRÁULICA
					SIN TELEMTRÍA SOLAR
					SIN TELEMTRÍA BIOMASA
					SIN TELEMTRÍA DIESEL OIL
					SIN TELEMTRÍA HIDRÁULICA
					SIN TELEMTRÍA RSU
					SIN TELEMTRÍA SOLAR

AÑO BASE	UNIDADES	LÍNEA BASE	ESTADO A 2022	VARIACIÓN	OBSERVACIONES	
2015	MW	1247.00	861.00	-31%	Entre 2015 y 2022, 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 los parques eólicos no registraron un crecimiento en su capacidad instalada en el SIN durante este período, y el crecimiento sostenido de los autogeneradores a pequeña escala con energía solar	
2015	MW	299.00	268.0028	-10.4%		
2015	MW	1848.45	31.25	+53.2%		
2015	MW	11488.42	12504.99	+8.8%		
2015	MW	276.00	0.00	-100%		
2015	MW	46.00	51.00	+10.9%		
2015	MW	0.00	251.22	+251.2%		
2015	MW	0.00	18.42	0%		
2017	MW	29.77	26.45	-11.2%		Para este indicador, se estableció el año 2017 como línea base debido a la falta de información disponible en años anteriores. Durante el período analizado, se observó un aumento en la capacidad instalada de generación, siendo las FNCER las principales impulsoras, 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 implementación de Telemetría en estas áreas, la hibridación de las ZNI o el cierre de plantas diésel sin telemetría.
2017	MW	0.06	0.00	-100%		
2017	MW	0.37	4.12	+1013.5%		
2017	MW	0.02	4.50	+22400%		
2017	MW	72.49	110.28	+52.1%		
2017	MW	22.00	2.49	+24.5%		
2017	MW	0.00	1.00	+1 MW		
2017	MW	0.70	4.01	+472.9%		

TABLA 2-6

NOMBRE INDICADOR	SUBSECTOR	LINEAS ESTRATÉGICAS	TIPO DE INDICADOR	DESAGREGACIONES	
WMX	Matriz Energética de Generación de energía	MINERÍA	EE, SE	EFNG	AUTOGENERACIÓN GAS NATURAL
WMX	Matriz Energética de Generación de energía	PETRÓLEO Y GAS	EE, SE	EFNG	AUTOGENERACIÓN GAS LICUADO DE PETRÓLEO
					AUTOGENERACIÓN GAS NATURAL
					AUTOGENERACIÓN PETRÓLEO
					AUTOGENERACIÓN SOLAR
WMX	Matriz Energética de Generación de energía	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	GE, GD, EE, SE	EI, EFNG	AUTOG. PEQ. ESCALA BIOGAS
					AUTOG. PEQ. ESCALA BIOMASA
					AUTOG. PEQ. ESCALA CARBÓN MINERAL
					AUTOG. PEQ. ESCALA GAS NATURAL
					AUTOG. PEQ. ESCALA SOLAR
					AUTOGENERADOR BIOGAS
					AUTOGENERADOR BIOMASA
					AUTOGENERADOR CARBÓN MINERAL
					AUTOGENERADOR GAS NATURAL
					AUTOGENERADOR HIDRÁULICA
					AUTOGENERADOR SOLAR

AÑO BASE	UNIDADES	LÍNEA BASE	ESTADO A 2022	VARIACIÓN	OBSERVACIONES
2015	%	100.00	100.00	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.
2016	%	3.76	0.00	-100%	En el sector de petróleo y gas, el GAS LICUADO DE PETRÓLEO y el PETRÓLEO han disminuido su contribución a la autogeneración de energía. Es importante destacar que los datos empleados para calcular este indicador provienen exclusivamente de ECOPETROL S.A. y sus filiales en las etapas de upstream, midstream y downstream.
2016	%	65.10	73.55	+13%	
2016	%	31.14	23.74	-25.8%	
2016	%	0.00	2.71	+2.7%	
2015	%	0.00	0.00	0%	Este indicador resalta el notable aumento en la participación de las grandes centrales hidroeléctricas, las cuales han pasado de representar el 67% de la matriz energética a ocupar un 85% en 2022. Este incremento, junto con el crecimiento en la contribución de autogeneradores hidráulicos y plantas de energía solar, ha resultado en una disminución en la participación de las centrales térmicas en la matriz energética. Por otro lado, los sistemas de autogeneración a pequeña escala (AGPE) no aportan a este indicador ya que como se explicó en el indicador W, la mayoría de estas instalaciones no reportan la cantidad de energía generada. La participación de las centrales térmicas de CARBON MINERAL pasaron de 9.5% a 4.1%, mientras que las de GAS NATURAL pasaron de 20% a 8% en la matriz actual de generación.
2015	%	0.00	0.01	0%	
2015	%	0.00	0.00	0%	
2015	%	0.00	0.00	0%	
2015	%	0.00	0.00	0%	
2015	%	0.00	0.00	0%	
2015	%	0.00	0.00	0%	
2015	%	0.00	0.02	0%	
2015	%	0.00	0.19	+0.2%	
2015	%	0.00	0.27	+0.3%	
2015	%	0.00	0.02	0%	

TABLA 2-6

NOMBRE INDICADOR	SUBSECTOR	LÍNEAS ESTRATÉGICAS	TIPO DE INDICADOR	DESAGREGACIONES	
WMX	Matriz Energética de Generación de energía	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	GE, GD, EE, SE	EI, EFNC	COGENERADOR BIOMASA
					COGENERADOR CARBÓN MINERAL
					COGENERADOR GAS NATURAL
					GEN. DISTRIBUIDA HIDRÁULICA
					GEN. DISTRIBUIDA SOLAR
					NORMAL BIOGAS
					NORMAL BIOMASA
					NORMAL CARBÓN MINERAL
					NORMAL DIESEL OIL
					NORMAL FUEL OIL
					NORMAL GAS NATURAL
					NORMAL HIDRÁULICA
					NORMAL MIXED
					NORMAL PETRÓLEO
					NORMAL QUEROSENE Y JET FUEL
NORMAL SOLAR					
NORMAL VIENTO					

AÑO BASE	UNIDADES	LÍNEA BASE	ESTADO A 2022	VARIACIÓN	OBSERVACIONES
2015	%	0.67	1.01	+50.7%	<p>Este indicador resalta el notable aumento en la participación de las grandes centrales hidroeléctricas, las cuales han pasado de representar el 67% de la matriz energética a ocupar un 85% en 2022. Este incremento, junto con el crecimiento en la contribución de autogeneradores hidráulicos y plantas de energía solar, ha resultado en una disminución en la participación de las centrales térmicas en la matriz energética. Por otro lado, los sistemas de autogeneración a pequeña escala (AGPE) no aportan a este indicador ya que como se explicó en el indicador W, la mayoría de estas instalaciones no reportan la cantidad de energía generada.</p> <p>La participación de las centrales térmicas de CARBÓN MINERAL pasaron de 9.5% a 4.1%, mientras que las de GAS NATURAL pasaron de 20% a 8% en la matriz actual de generación.</p>
2015	%	0.02	0.02	0%	
2015	%	0.00	0.00	0%	
2015	%	0.06	0.05	-16.7%	
2015	%	0.00	0.00	0%	
2015	%	0.00	0.00	0%	
2015	%	0.00	0.00	0%	
2015	%	9.5	4.10	-57%	
2015	%	1.59	0.01	99.4%	
2015	%	0.75	0.05	-93.3%	
2015	%	20.54	8.02	-61%	
2015	%	66.65	85.45	+28.2%	
2015	%	0.00	0.00	0%	
2015	%	0.00	0.00	0%	
2015	%	0.07	0.00	-100%	
2015	%	0.00	0.66	+0.7%	
2015	%	0.10	0.10	0%	

TABLA 2-6

NOMBRE INDICADOR	SUBSECTOR	LINEAS ESTRATÉGICAS	TIPO DE INDICADOR	DESAGREGACIONES	
WMX	Matriz Energética de Generación de energía	ZONAS NO INTERCONECTADAS	GE, EE, SE	EI, EFNG	TELEMETRÍA BIOMASA
					TELEMETRÍA DIESEL OIL
					TELEMETRÍA HIDRÁULICA
					TELEMETRÍA SOLAR
DCDEE	Demanda Comercial de Energía Eléctrica	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL GD	GD	EI	TODOS LOS TIPOS DE DEMANDA
					CONSUMOS
					NO REGULADO
					REGULADO
DIEEP	Demanda Interna de Energía Eléctrica en Procesos	MINERÍA	EE, SE	EI	MINERÍA DE CARBÓN DEMANDA DEL SIN
					MINERÍA DE OTROS MINERALES AUTOG-GAS NATURAL
					MINERÍA DE OTROS MINERALES DEMANDA DEL 2015 SIN

AÑO BASE	UNIDADES	LÍNEA BASE	ESTADO A 2022	VARIACIÓN	OBSERVACIONES
2015	%	0.00	3.44	+3.4%	En 2022, el incremento en la generación de FNCER en las ZNI ha conducido a una notable disminución en la participación de la generación mediante plantas diésel, descendiendo del 98.6% al 87.5% en las ZNI con telemetría. Sin embargo, debido a la falta de disponibilidad de información, no fue posible realizar este análisis en zonas sin telemetría.
2015	%	98.57	87.48	-11.3%	
2015	%	1.01	3.75	+271.3%	
2015	%	0.42	5.33	+1169%	
2015	GWh/h	7.58	8.74	+15.3%	La Demanda Comercial de energía eléctrica ha crecido los últimos años ~15%, en el cual la demanda del sector NO REGULADO fue la que más rápido creció. Se debe destacar que los registros de demanda asociados a CONSUMOS han disminuido en 44,4% con respecto a su valor en el 2015.
2015	GWh/h	0.09	0.05	-44.4%	
2015	GWh/h	2.41	2.84	+17.8%	
2015	GWh/h	5.08	5.84	+15%	
2015	GWh/h	403.44	315.38	-21.8%	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, aunque desde este año ha empezado a crecer, sin sobrepasar el valor de la línea base. 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.
2015	GWh/h	9.06	111.43	+1129.9%	
2015	GWh/h	1364.26	1325.72	-2.8%	

TABLA 2-6

NOMBRE INDICADOR	SUBSECTOR	LÍNEAS ESTRATÉGICAS	TIPO DE INDICADOR	DESAGREGACIONES	
DIIEP	Demanda Interna de Energía Eléctrica en Procesos	PETRÓLEO Y GAS	EE, SE	EI	DOWNSTREAM AUTOG. GAS NATURAL
					DOWNSTREAM AUTOG. GLP
					DOWNSTREAM AUTOG. PETRÓLEO
					DOWNSTREAM AUTOG. SOLAR
					DOWNSTREAM DEMANDA DEL SIN
					MIDSTREAM AUTOG. GAS NATURAL
					MIDSTREAM AUTOG. GLP
					MIDSTREAM AUTOG. PETRÓLEO
					MIDSTREAM AUTOG. SOLAR
					MIDSTREAM DEMANDA DEL SIN
					UPSTREAM AUTOG. GAS NATURAL
					UPSTREAM AUTOG. GLP
					UPSTREAM AUTOG. PETRÓLEO
					UPSTREAM AUTOG. SOLAR
UPSTREAM DEMANDA DEL SIN					
PMXD	Promedio de Picos Máximos diarios de Demanda de Energía Eléctrica	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	GD	EI	TODOS LOS TIPOS DE DEMANDA
					CONSUMOS
					NO REGULADO
					REGULADO

AÑO BASE	UNIDADES	LÍNEA BASE	ESTADO A 2022	VARIACIÓN	OBSERVACIONES
2016	GWh	1601.07	1387.46	-13.3%	<p>Los datos de demanda del 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.</p> <p>En el sector downstream, la demanda del SIN aumentó en 9.2 GWh entre 2016 y 2022, mientras que su demanda satisfecha con autogeneración disminuyó en 214 GWh, lo que indica una reducción en el consumo de electricidad por parte de downstream hacia el año 2022</p> <p>En el sector midstream, la demanda del SIN es la fuente predominante de energía eléctrica, la cual aumentó en 7.5%, seguida de la autogeneración con petróleo, la cual disminuyó un 94%</p> <p>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 GLP y PETROLEO.</p>
2016	GWh	0.00	0.00	0 GWh	
2016	GWh	0.00	0.00	0 GWh	
2016	GWh	0.00	0.00	0 GWh	
2016	GWh	15.98	25.16	+57.4%	
2016	GWh	0.00	0.00	0% GWh	
2016	GWh	0.00	0.00	0 GWh	
2016	GWh	77.69	4.80	-93.8%	
2016	GWh	0.00	27.00	+27 GWh	
2016	GWh	184.52	198.38	+7.5%	
2016	GWh	1125.81	1764.06	+56.7%	
2016	GWh	157.42	0.00	-100%	
2016	GWh	1226.70	1012.62	-17.5%	
2016	GWh	0.00	88.72	+88.7 GWh	
2016	GWh	2725.49	4650.62	+70.6%	
2015	GWh/h	9.13	9.99	+9.4%	<p>En general, los picos diarios de demanda han experimentado un incremento en los mercados REGULADO y NO REGULADO, siendo este último el que más creció entre el 2015 y el 2022.</p>
2015	GWh/h	0.18	0.08	-55.6%	
2015	GWh/h	2.63	3.06	+16.3%	
2015	GWh/h	6.38	6.91	+8.3%	

TABLA 2-6

NOMBRE INDICADOR	SUBSECTOR	LÍNEAS ESTRATÉGICAS	TIPO DE INDICADOR	DESAGREGACIONES	
PMND	Promedio de Valores Mínimos Diarios de Demanda Comercial de Energía Eléctrica	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	GD	EI	TODOS LOS TIPOS DE DEMANDA
					CONSUMOS
					NO REGULADO
					REGULADO
PMGD	Promedio de Magnitud del pico diario de Demanda Comercial de Energía Eléctrica	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	GD	EI	TODOS LOS TIPOS DE DEMANDA
					CONSUMOS
					NO REGULADO
					REGULADO
PDSD	Promedio de Desviación estándar diaria de Demanda Comercial de Energía Eléctrica	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	GD	EI	TODOS LOS TIPOS DE DEMANDA
					CONSUMOS
					NO REGULADO
					REGULADO
EMX	Matriz Energética de consumo de energía	MINERÍA	SE	EFNG	EXTRACCIÓN DE AGREGADOS PETREOS DEMANDA DEL SIN
					EXTRACCIÓN DE AGREGADOS PETREOS DIESEL OIL
					EXTRACCIÓN DE AGREGADOS PETREOS GASOLINA MOTOR
					EXTRACCIÓN DE CARBÓN DEMANDA DEL SIN
					EXTRACCIÓN DE CARBÓN DIESEL OIL
					EXTRACCIÓN DE CARBÓN GAS NATURAL
					EXTRACCIÓN DE CARBÓN GASOLINA MOTOR
					EXTRACCIÓN DE NIQUEL DEMANDA DEL SIN

AÑO BASE	UNIDADES	LÍNEA BASE	ESTADO A 2022	VARIACIÓN	OBSERVACIONES
2015	GWh/h	5.94	7.16	+20.5%	En términos generales, los valores mínimos de demanda han experimentado un incremento tanto en el mercado REGULADO como en el NO REGULADO con valores cercanos a 21%, por otro lado la demanda de CONSUMOS ha disminuido un 25%.
2015	GWh/h	0.04	0.03	-25%	
2015	GWh/h	2.16	2.61	+20.8%	
2015	GWh/h	3.60	4.36	+21.1%	
2015	GWh/h	3.18	2.83	-11%	La intensidad de los picos diarios de demanda ha disminuido en todos los tipos de demanda, sin embargo, es relevante destacar que esta reducción puede atribuirse más a cambios en los hábitos de consumo que a las medidas establecidas en la gestión de la demanda.
2015	GWh/h	0.14	0.05	-64.3%	
2015	GWh/h	0.47	0.45	-4.3%	
2015	GWh/h	2.78	2.55	-8.3%	
2015	MWh/h	1020.54	959.42	-6%	La variabilidad de la demanda, medida a través de la desviación estándar, ha disminuido en todos los tipos de demanda. Sin embargo, es relevante señalar que esta reducción puede atribuirse más a cambios en los patrones de consumo que a las medidas establecidas en la gestión de la demanda. A pesar de ello, se destaca que los cambios fueron más pronunciados en el mercado NO REGULADO y en CONSUMOS.
2015	MWh/h	43.20	18.02	-58.3%	
2015	MWh/h	134.69	119.58	-11.2%	
2015	MWh/h	899.10	891.82	-0.8%	
2015	%	3.78	6.32	+67.2%	En la extracción de agregados péticos, el consumo de DIESEL BX y GASOLINA MOTOR ha disminuido entre 2015 y 2022. Por otro lado, en la extracción de carbón, la participación de GAS NATURAL y la DEMANDA DEL SIN han aumentado en la matriz energética, pero el DIESEL OIL sigue siendo el combustible de mayor consumo. En cuanto a la extracción de ferróníquel, la participación del consumo de GAS NATURAL se ha incrementado debido a la instalación de plantas de autogeneración a gas natural, lo que destaca este combustible como el más utilizado en este tipo de minería.
2015	%	95.81	93.42	-2.5%	
2015	%	0.41	0.26	-36.6%	
2015	%	3.59	3.89	+8.4%	
2015	%	86.68	82.84	-4.4%	
2015	%	9.14	12.72	+39.2%	
2015	%	0.60	0.54	-10%	
2015	%	44.20	39.15	-11.4%	

TABLA 2-6

NOMBRE INDICADOR	SUBSECTOR	LÍNEAS ESTRATÉGICAS	TIPO DE INDICADOR	DESAGREGACIONES	
EMX	Matriz Energética de consumo de energía	MINERÍA	SE	EFNG	EXTRACCIÓN DE NIQUEL DIESEL BX
					EXTRACCIÓN DE NIQUEL GAS NATURAL
					EXTRACCIÓN DE CARBÓN GASOLINA EX
EMX	Matriz Energética de consumo de energía	PETRÓLEO Y GAS	SE	EFNG	EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL AUTOG. SOLAR
					EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL DEMANDA DEL SIN
					EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL DIESEL OIL
					EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL GAS LICUADO DE PETRÓLEO
					EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL GAS NATURAL
					EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL PETRÓLEO
					REFINACIÓN DE PETRÓLEO AUTOG. SOLAR
					REFINACIÓN DE PETRÓLEO DEMANDA DEL SIN
					REFINACIÓN DE PETRÓLEO DIESEL OIL
					REFINACIÓN DE PETRÓLEO FUEL OIL

AÑO BASE	UNIDADES	LÍNEA BASE	ESTADO A 2022	VARIACIÓN	OBSERVACIONES
2015	%	4.86	4.80	-1.2%	En la extracción de agregados pétreos, el consumo de DIESEL BX y GASOLINA MOTOR ha disminuido entre 2015 y 2022. Por otro lado, en la extracción de carbón, la participación de GAS NATURAL y la DEMANDA DEL SIN han aumentado en la matriz energética, pero el DIESEL OIL sigue siendo el combustible de mayor consumo. En cuanto a la extracción de ferroníquel, la participación del consumo de GAS NATURAL se ha incrementado debido a la instalación de plantas de autogeneración a gas natural, lo que destaca este combustible como el más utilizado en este tipo de minería.
2015	%	50.82	56.05	+10.3%	
2015	%	0.11	0.00	-100%	
2016	%	0.00	0.40	+0.4%	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 REFINERIA y se ha incrementado en el uso de GAS NATURAL, OFF GAS DIESEL OIL y la DEMANDA DEL SIN; en la refinación de petróleo, el consumo de GAS DE REFINERIA sigue siendo predominante Finalmente, en el transporte de hidrocarburos por oleoductos y gasoductos se ha reducido la participación del consumo de PETROLEO y DIESEL OIL y ha aumentado la participación de combustibles menos carbono intensivos como el GAS NATURAL, siendo este último el energético más empleado en esta actividad.
2016	%	10.38	20.94	+101.7%	
2016	%	15.01	14.18	-5.5%	
2016	%	1.32	1.31	-0.8%	
2016	%	60.27	50.86	-15.6%	
2016	%	13.02	12.31	-5.5%	
2016	%	0.00	0.00	0%	
2016	%	0.11	0.15	+36.4%	
2016	%	0.01	0.06	+500%	
2016	%	0.00	0.00	0%	

TABLA 2-6

NOMBRE INDICADOR	SUBSECTOR	LÍNEAS ESTRATÉGICAS	TIPO DE INDICADOR	DESAGREGACIONES	
EMX	Matriz Energética de consumo de energía	PETRÓLEO Y GAS	SE	EFNG	REFINACIÓN DE PETRÓLEO GAS DE REFINERÍA
					REFINACIÓN DE PETRÓLEO GAS NATURAL
					REFINACIÓN DE PETRÓLEO OFF GAS
					TRANSPORTE POR OLEODUCTOS Y GASODUCTOS AUTOC. SOLAR
					TRANSPORTE POR OLEODUCTOS Y GASODUCTOS DEMANDA DEL SIN
					TRANSPORTE POR OLEODUCTOS Y GASODUCTOS DIESEL OIL
					TRANSPORTE POR OLEODUCTOS Y GASODUCTOS GAS NATURAL
					TRANSPORTE POR OLEODUCTOS Y GASODUCTOS PETRÓLEO
HTRT	Heat Rate	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	EE	EI	CARBÓN MINERAL
					DIESEL OIL
					FUEL OIL
					GAS NATURAL
					PETRÓLEO
					QUEROSENE Y JET FUEL

AÑO BASE	UNIDADES	LÍNEA BASE	ESTADO A 2022	VARIACIÓN	OBSERVACIONES
2016	%	86.45	69.39	-19.7%	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
2016	%	11.71	20.81	+77.7%	
2016	%	1.72	9.58	+457%	
2016	%	0.00	0.71	+0.7%	
2016	%	3.95	5.25	+32.9%	
2016	%	2.31	2.21	-4.3%	
2016	%	67.42	73.53	+9.1%	
2016	%	26.32	18.30	-30.5%	
2015	BTU/kWh	13276.21	9818.62	-26%	Por otro lado, en la refinación de petróleo, se ha disminuido la participación del GAS DE REFINERÍA y se ha incrementado en el uso de GAS NATURAL, OFF GAS DIESEL OIL y la DEMANDA DEL SIN; en la refinación de petróleo, el consumo de GAS DE REFINERÍA sigue siendo predominante
2015	BTU/kWh	7425.61	8401.01	+13.1%	
2015	BTU/kWh	13473.67	15555.85	+15.5%	
2015	BTU/kWh	8444.46	12962.83	+53.5%	
2015	BTU/kWh	-	-	-	
2015	BTU/kWh	9450.13	-	-	

TABLA 2-6

NOMBRE INDICADOR	SUBSECTOR	LÍNEAS ESTRATÉGICAS	TIPO DE INDICADOR	DESAGREGACIONES	
HTRT	Heat Rate	ZONAS NO INTERCONECTADAS	EE	EI	DIESEL OIL
FCUT	Factor de Utilización de las unidades de generación eléctrica	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	EE	EI	BIOGAS
					BIOMASA
					CARBÓN MINERAL
					DIESEL OIL
					FUEL OIL
					GAS NATURAL
					HIDRÁULICA
					MIXED
					PETRÓLEO
					QUEROSENE Y JET FUEL
					SOLAR
VIENTO					
FCUT	Factor de Utilización de las unidades de generación eléctrica	ZONAS NO INTERCONECTADAS	EE	EI	BIOMASA
					DIESEL OIL
					HIDRÁULICA
					RSU
					SOLAR

AÑO BASE	UNIDADES	LÍNEA BASE	ESTADO A 2022	VARIACIÓN	OBSERVACIONES
2015	BTU/kWh	10800.14	11674.22	+8.1%	El valor de este indicador muestra una reducción en la eficiencia de las plantas diésel en las ZNI, sin embargo, es relevante destacar que estos valores podrían estar sobrestimados debido a que los registros de consumo de combustible están disponibles tanto para ZNI con telemetría como sin ella, mientras que los datos de generación solo se reportan para ZNI con telemetría. Esta discrepancia en la información puede afectar la precisión de los resultados obtenidos.
2015	%	-	4.87	+4.87%	Este indicador evidencia una reducción en la utilización de las centrales térmicas y energía eólica, mientras que ha aumentado la utilización de fuentes de energía hidráulica, solar, biogás.
2015	%	66.29	43.35	-34.6%	
2015	%	65.46	20.70	-68.4%	
2015	%	10.60	0.10	-99.1%	
2015	%	18.85	1.50	-92%	
2015	%	59.80	20.57	-65.6%	
2015	%	45.23	59.14	+30.8%	
2015	%	-	-	-	
2015	%	-	-	-	
2015	%	10.60	0.00	-100%	
2015	%	-	30.06	+31.3%	
2015	%	42.38	46.05	+8.7%	
2017	%	17.12	36.87	+115.4%	
2017	%	17.99	15.98	-11.2%	
2017	%	21.28	39.19	+84.2%	
2017	%	-	-	-	
2017	%	19.26	8.90	-53.8%	

TABLA 2-6

NOMBRE INDICADOR	SUBSECTOR	LÍNEAS ESTRATÉGICAS	TIPO DE INDICADOR	DESAGREGACIONES	
EFT	Eficiencia en las Centrales Térmicas	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	EE	EI	CARBÓN MINERAL
					DIESEL OIL
					FUEL OIL
					GAS NATURAL
					PETRÓLEO
					QUEROSENE Y JET FUEL
EFT	Eficiencia en las Centrales Térmicas	SISTEMA INTERCONECTADO	EE	EI	DIESEL OIL
EFPD	Eficiencia de Producción basada en la Demanda de Energía Eléctrica	MINERÍA	EE, SE	EI	MINERÍA DE CARBÓN EXTRACCIÓN DE CARBÓN
					MINERÍA DE OTROS MINERALES EXTRACCIÓN DE AGREGADOS PETREOS
					MINERÍA DE OTROS MINERALES EXTRACCIÓN DE NIQUEL
EFPD	Eficiencia de Producción basada en la Demanda de Energía Eléctrica	PETRÓLEO Y GAS	EE, SE	EI	DOWNSTREAM REFINACIÓN DE PETRÓLEO
					MIDSTREAM TRANSPORTE POR OLEODUCTOS Y GASODUCTOS
					UPSTREAM EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL
EFPQ	Eficiencia de Producción basada en la Demanda de Energía de Combustibles	MINERÍA	EE, SE	EI	MINERÍA DE CARBÓN EXTRACCIÓN DE CARBÓN
					MINERÍA DE OTROS MINERALES EXTRACCIÓN DE AGREGADOS PETREOS
					MINERÍA DE OTROS MINERALES EXTRACCIÓN DE NIQUEL

AÑO BASE	UNIDADES	LÍNEA BASE	ESTADO A 2022	VARIACIÓN	OBSERVACIONES
2015	%	25.70	34.75	+35.2%	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.
2015	%	45.95	40.61	-11.6%	
2015	%	25.32	21.93	-13.4%	
2015	%	40.41	26.32	-34.9%	
2015	%	-	-	-	
2015	%	36.11	-	-	
2015	%	31.59	29.23	-7.5%	El valor de este indicador señala una reducción en la eficiencia de las plantas diésel en las ZNI. No obstante, es crucial considerar que estos valores podrían estar sobrestimados debido a que los registros de consumo de combustible están disponibles tanto para ZNI con telemetría como sin ella, mientras que la generación está registrada únicamente para ZNI con telemetría.
2015	kWh/t	4.66	5.48	+17.6%	El indicador experimentó un aumento notable en la minería de agregados pétreos, mientras que en la minería de carbón aumentó ligeramente. Por otro lado, en la extracción de ferroníquel, este indicador mejoró aproximadamente en un 10%.
2015	kWh/t	1.50	3.44	+129.3%	
2015	kWh/t	36694.26	33170.04	-9.6%	
2016	kWh/kbl	13373.14	10825.68	-19%	El consumo de energía eléctrica por KBOE de hidrocarburos producidos, refinados o transportados disminuyó en Downstream y Midstream, reflejando mayor eficiencia en los procesos, mientras que en Upstream aumentó este indicador.
2016	kWh/KBOE	783.32	714.89	-8.7%	
2016	kWh/KBOE	13082.39	21299.83	+62.8%	
2015	Cj/kt	451.00	487.43	+8.1%	Para este indicador, todos los tipos de minería incrementaron su consumo de combustibles por unidad de producción, siendo más destacable el aumento en la minería de agregados pétreos, mientras que la extracción de níquel tuvo un ligero aumento cercano al 3%.
2015	Cj/1E3 m3	137.74	183.64	+33.3%	
2015	Cj/k6t	165.61	170.71	+3.1%	

TABLA 2-6

NOMBRE INDICADOR	SUBSECTOR	LÍNEAS ESTRATÉGICAS	TIPO DE INDICADOR	DESAGREGACIONES	
EFPQ	Eficiencia de Producción basada en la Demanda de Energía de Combustibles	PETRÓLEO Y GAS	EE, SE	EI	DOWNSTREAM REFINACIÓN DE PETRÓLEO
					MIDSTREAM TRANSPORTE POR OLEODUCTOS Y GASODUCTOS
					UPSTREAM EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL
EFPT	Eficiencia de Producción basada en la Demanda Total de Energía	MINERÍA	EE, SE	EI	MINERÍA DE CARBÓN EXTRACCIÓN DE CARBÓN
					MINERÍA DE OTROS MINERALES EXTRACCIÓN DE AGREGADOS PETREOS
					MINERÍA DE OTROS MINERALES EXTRACCIÓN DE NIQUEL
EFPT	Eficiencia de Producción basada en la Demanda Total de Energía	PETRÓLEO Y GAS	EE, SE	EI	DOWNSTREAM REFINACIÓN DE PETRÓLEO
					MIDSTREAM TRANSPORTE POR OLEODUCTOS Y GASODUCTOS
					UPSTREAM EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL
CNCSE	Cantidad de Energía Consumida de Combustibles Fósiles Sustituida por uso de FNCE	PETRÓLEO Y GAS	GE, EE	EI	AUTOGENERACIÓN
CNCSE	Cantidad de Energía Consumida de Combustibles Fósiles Sustituida por Uso de FNCE	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	GE, EE	EI	AUTOG. PEQ. ESCALA
					AUTOGENERADOR
					COGENERADOR
					GEN. DISTRIBUIDA
					NORMAL

AÑO BASE	UNIDADES	LÍNEA BASE	ESTADO A 2022	VARIACIÓN	OBSERVACIONES
2016	GJ/kbl	433.84	472.87	+9%	El consumo de energía de combustibles por KBOE de hidrocarburos producidos, refinados o transportados disminuyó 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.
2016	GJ/KBOE	48.20	39.71	-17.6%	
2016	GJ/KBOE	211.73	178.20	-15.8%	
2015	GJ/kt	467.79	507.18	+8.4%	El carbón exhibió una mejora de alrededor del 8% en términos generales de requerimiento energético por unidad de producción, mientras que la extracción de ferróniquel redujo ligeramente su consumo energético por tonelada de níquel producido. Por otro lado, en el caso de los agregados pétreos, este indicador aumentó entre 2015 y 2022 en 0.053 TJ/1E3 m3.
2015	GJ/1E3 m3	143.15	196.02	+36.9%	
2015	GJ/t	296.82	280.53	-5.5%	
2016	GJ/kbl	434.31	473.57	+9%	Este indicador tuvo un comportamiento similar al expuesto en el indicador EfpQ para PETROLEO Y GAS, ya que en este sector predomina el uso de combustibles por encima del uso de energía eléctrica.
2016	GJ/KBOE	50.18	42.23	-15.8%	
2016	GJ/KBOE	236.25	226.55	-4.1%	
2015	TJ	0.00	1447.47	+1447.5 TJ	La información de este indicador se fundamenta exclusivamente en los datos proporcionados por ECOPETROL y sus filiales. Se resalta que las plantas de autogeneración con energía solar en la etapa de upstream han logrado sustituir aproximadamente 1447.5 TJ de combustibles fósiles.
2015	TJ	0.00	77.40	+77.4 TJ	Los COGENERADORES y las FNCER en la clasificación NORMAL de XM son las fuentes que han conseguido la mayor reducción en el consumo de combustibles fósiles. Además, se resalta el crecimiento constante de las FNCER en los sistemas de autogeneración.
2015	TJ	0.00	2648.14	+2648.1 TJ	
2015	TJ	4577.47	9162.28	+100.2%	
2015	TJ	428.28	452.84	+5.7%	
2015	TJ	709.05	6939.01	+878.6%	

TABLA 2-6

NOMBRE INDICADOR	SUBSECTOR	LÍNEAS ESTRATÉGICAS	TIPO DE INDICADOR	DESAGREGACIONES
Cantidad de Energía Consumida de Combustibles Fósiles Sustituida por Uso de FNCE	ZONAS NO INTERCONECTADAS	GE, EE	EI	TELEMETRÍA
Consumo de Energético de Combustible Fósil sustituido por Cambios Tecnológicos en Transporte, procesos de calor y maquinaria pesada	TODOS LOS SECTORES	GE, EE	EI	TELEMETRÍA
Potencial Real de Generación por Usuario Atendido	ZONAS NO INTERCONECTADAS	GE	EI	FNCER HIDRÁULICA
				FNCER SOLAR
				HÍBRIDO DIESEL OIL/AGUA
				HÍBRIDO DIESEL OIL/BIOMASA
				HÍBRIDO DIESEL OIL/RSU
				HÍBRIDO DIESEL OIL/SOLAR
				PLANTAS DIESEL DIESEL OIL
Cantidad de Proyectos Híbridos Implementados en las ZNI	ZONAS NO INTERCONECTADAS	GE	EI	HÍBRIDO DIESEL OIL/AGUA
				HÍBRIDO DIESEL OIL/BIOMASA
				HÍBRIDO DIESEL OIL/RSU
				HÍBRIDO DIESEL OIL/SOLAR

AÑO BASE	UNIDADES	LÍNEA BASE	ESTADO A 2022	VARIACIÓN	OBSERVACIONES
2015	TJ	62.64	572.79	+814.4%	Mediante la introducción principalmente de plantas de biomasa y paneles solares, las ZNI lograron sustituir aproximadamente 570 TJ de combustibles fósiles para el año 2022.
2015	-	-	-	-	Este indicador no ha podido ser calculado a la fecha por falta de información.
2017	kW/hab	-	0.00	NaN kW/hab	Los sistemas híbridos han mostrado los mayores valores de este indicador, los cuales se han incrementado entre el 2017 y el 2022. Esta mejora está directamente relacionada con el avance en la cobertura y las condiciones en las ZNI.
2017	kW/hab	0.36	0.00	-100%	
2017	kW/hab	2.26	2.80	+23.9%	
2017	kW/hab	2.35	2.94	+25.1%	
2017	kW/hab	-	3.87	3.87 KW/hab	
2017	kW/hab	1.98	1.65	-16.7%	
2017	kW/hab	0.77	0.00	-100%	
2017	número	7.00	15.00	+114.3%	
2017	número	1.00	2.00	+100%	Este indicador refleja el aumento de sistemas híbridos entre 2017 y 2022, 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.
2017	número	0.00	1.00	+1 número	
2017	número	12.00	27.00	+125.0%	

TABLA 2-6

NOMBRE INDICADOR	SUBSECTOR	LÍNEAS ESTRATÉGICAS	TIPO DE INDICADOR	DESAGREGACIONES	
CBZNI	Usuarios atendidos en las ZNI	ZONAS NO INTERCONECTADAS	GE	EI	FNCER DIESEL OIL
					FNCER HIDRÁULICA
					FNCER SOLAR
					HÍBRIDO DIESEL OIL/AGUA
					HÍBRIDO DIESEL OIL/BIOMASA
					HÍBRIDO DIESEL OIL/RSU
					HÍBRIDO DIESEL OIL/SOLAR
					PLANTAS DIESEL DIESEL OIL
SOIN	Cantidad de soluciones individuales	ZONAS NO INTERCONECTADAS	GE	SG	FNCER HIDRÁULICA
					FNCER SOLAR
					HÍBRIDO DIESEL OIL/BIOMASA
UNDGN	Unidades de Generación en Centrales Térmicas	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	GE	SG	CARBÓN MINERAL
					DIESEL OIL
					FUEL OIL
					GAS NATURAL
					PETRÓLEO
					QUEROSENE Y JET FUEL
SCPR	Cantidad de Socializaciones del PROURE	TODOS LOS SECTORES	EE	SG	-
ESGE	Cantidad de Empresas con Sistemas de Gestión Energética	TODOS LOS SECTORES	EE	SG	-

AÑO BASE	UNIDADES	LÍNEA BASE	ESTADO A 2022	VARIACIÓN	OBSERVACIONES	
2017	1E3 Usuarios	0.00	0.01	0 1E3 Usuarios	El incremento de las FNCER y los sistemas híbridos ha posibilitado atender a una mayor cantidad de usuarios en ZNI, mientras que las plantas exclusivamente diésel han experimentado una reducción en la cantidad de usuarios debido a la transición hacia sistemas híbridos o al cierre de plantas diésel en estas áreas, sin embargo, las plantas diésel y las plantas diésel con sistema híbrido apoyado en energía solar son los tipos de fuentes que más usuarios atienden en las ZNI entre el 2015 y el 2022.	
2017	1E3 Usuarios	0.00	0.72	+0.7 1E3 Usuarios		
2017	1E3 Usuarios	2.06	33.64	+1533%		
2017	1E3 Usuarios	5.04	5.03	-0.2%		
2017	1E3 Usuarios	0.02	5.44	+27100%		
2017	1E3 Usuarios	0.00	22.38	+22.4 1E3 Usuarios		
2017	1E3 Usuarios	1.83	11.86	+548.1%		
2017	1E3 Usuarios	198.30	159.14	-19.7%		
2017	número	0.00	2.00	+2 número		Las soluciones individuales crecieron mayoritariamente para las FNCER de energía SOLAR.
2017	número	21.00	126.00	+500%		
2017	número	0.00	1.00	+1 número		
2015	Unidades	13.00	14.00	+7.7%	Entre 2015 y 2022, el número de unidades de generación utilizando CARBÓN MINERAL aumentó de 13 a 14, mientras que las unidades de generación a GAS NATURAL crecieron de 21 a 25. Es relevante señalar que las unidades de generación operadas con combustibles líquidos experimentaron una reducción significativa durante este período.	
2015	Unidades	8.00	3.00	-62.5%		
2015	Unidades	5.00	3.00	-40%		
2015	Unidades	21.00	25.00	+19%		
2015	Unidades	0.00	0.00	0 Unidades		
2015	Unidades	2.00	0.00	-100%		
2015	-	-	-	-	Este indicador no ha podido ser calculado a la fecha por falta de información.	
2015	-	-	-	-	Este indicador no ha podido ser calculado a la fecha por falta de información.	

TABLA 2-6

NOMBRE INDICADOR	SUBSECTOR	LÍNEAS ESTRATÉGICAS	TIPO DE INDICADOR	DESAGREGACIONES	
INPR	Indicadores de Precios de generación	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	GE, GD	EFNG	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL MÁXIMO PRECIO DE OFERTA
					SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL PRECIO AL CONSUMIDOR FINAL
					SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL PRECIO DE BOLSA PONDERADO
					SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL PRECIO DE ESCASEZ
					SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL PRECIO DE OFERTA DE DESPACHO
INPR	Indicadores de Precios de generación	ZONAS NO INTERCONECTADAS	GE, GD	EFNG	ZONAS NO INTERCONECTADAS COSTO DE COMERCIALIZACIÓN
					ZONAS NO INTERCONECTADAS COSTO DE DISTRIBUCIÓN
					ZONAS NO INTERCONECTADAS COSTO DE GENERACIÓN
CREST	Costo por restricciones	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	GE, GD	EFNG	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
QDC	Consumo de energía de combustibles por Energía demandada	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	GE, GD, SE	EI	-
PRFNC	Cantidad de Proyectos FNCE registrados en la UPME	NO ASIGNADO	GE, EE, SE	EI	NÚMERO DE SOLICITUDES FNCE
					PROYECTOS FNCE CERTIFICADOS
PRFNC	Cantidad de Proyectos FNCE registrados en la UPME	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	GE, EE, SE	EI	NÚMERO DE SOLICITUDES FNCE
					PROYECTOS FNCE CERTIFICADOS

AÑO BASE	UNIDADES	LÍNEA BASE	ESTADO A 2022	VARIACIÓN	OBSERVACIONES
2015	\$COP/kWh	436.09	264.14	-39.4%	Durante el período entre la línea base y el año 2022, la mayoría de los indicadores de precios han registrado un aumento, con la excepción de los precios máximos de oferta y el precio de bolsa ponderado, que han exhibido una disminución.
2016	\$COP/kWh	488.93	742.35	+51.8%	
2015	\$COP/kWh	228.68	218.28	-4.5%	
2015	\$COP/kWh	330.18	922.37	+179.4%	
2015	\$COP/kWh	377.99	470.34	+24.4%	
2015	\$COP/kWh	69.26	4619.33	+6569.5%	Los indicadores de precios han variado drásticamente entre el 2015 y el 2022.
2015	\$COP/kWh	59.82	128.14	+114.2%	
2015	\$COP/kWh	975.65	22025.88	+2157.6%	
2015	1E6 \$COP/h	49.47	283.44	+473%	El costo de las restricciones se ha incrementado cerca de 5 veces desde el 2015 al 2022.
2015	TJ/GWh	3.17	1.50	-52.7%	La reducción de este indicador se debió principalmente a la reducción de generación de electricidad proveniente de centrales térmicas.
2015	Número	0.00	291.00	+291 Número	Para el 2022, se registraron 291 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.
2015	Número	0.00	13.00	+13 Número	
2015	Número	0.00	1294.00	+1291 Número	Para el SIN, se tuvieron en 2022, 1294 solicitudes FNCE y 1199 proyectos certificados como FNCE por la UPME.
2015	Número	0.00	1199.00	+1199 Número	

TABLA 2-6

NOMBRE INDICADOR	SUBSECTOR	LÍNEAS ESTRATÉGICAS	TIPO DE INDICADOR	DESAGREGACIONES	
PRFNC	Cantidad de Proyectos FNCE registrados en la UPME	ZONAS NO INTERCONECTADAS	GE, EE, SE	EI	NÚMERO DE SOLICITUDES FNCE
					PROYECTOS FNCE CERTIFICADOS
PRINE	Proyectos con Incentivos Económicos	-	GE, EE, SE	EI	-
PRRNR	Cantidad de proyectos registrados en el RENARE	MINERÍA DE CARBÓN	TODAS	EI	MINERÍA DE CARBÓN
PRRNR	Cantidad de proyectos registrados en el RENARE	PETRÓLEO Y GAS	TODAS	EI	PETRÓLEO Y GAS
PRRNR	Cantidad de proyectos registrados en el RENARE	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	TODAS	EI	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
PRRNR	Cantidad de proyectos registrados en el RENARE	ZONAS NO INTERCONECTADAS	TODAS	EI	ZONAS NO INTERCONECTADAS
BTALE	Cantidad de Baterías de Almacenamiento de Energía Eléctrica Registradas	-	GD, EE	EI	-
TUSBT	Tiempo de Uso de las Baterías de Almacenamiento de Energía Eléctrica Registradas	-	GD, EE	EI	-
CINBT	Capacidad Instalada de Almacenamiento de Energía Eléctrica mediante baterías	-	GD, EE	EI	-

Estado de Indicadores del MRVme a 2022

AÑO BASE	UNIDADES	LÍNEA BASE	ESTADO A 2022	VARIACIÓN	OBSERVACIONES
2015	Número	0.00	30.00	+30 Número	Para las ZNI, se tuvieron en 2022, 30 solicitudes FNCE y 29 proyectos certificados como FNCE por la UPME
2015	Número	0.00	29.00	+29 Número	
2015	-	-	-	-	Este indicador no ha podido ser calculado a la fecha por falta de información.
2015	Número	0.00	-	-	Para el año 2022 no se han ingresado proyectos de mitigación para ningún sector en el país, debido al manejo de la plataforma RENARE.
2015	Número	0.00	-	-	Para el año 2022 no se han ingresado proyectos de mitigación para ningún sector en el país, debido al manejo de la plataforma RENARE.
2015	Número	0.00	-	-	Para el año 2022 no se han ingresado proyectos de mitigación para ningún sector en el país, debido al manejo de la plataforma RENARE.
2015	Número	0.00	-	-	Para el año 2022 no se han ingresado proyectos de mitigación para ningún sector en el país, debido al manejo de la plataforma RENARE.
2015	-	-	-	-	Este indicador no ha podido ser calculado a la fecha por falta de información.
2015	-	-	-	-	Este indicador no ha podido ser calculado a la fecha por falta de información.
2015	-	-	-	-	Este indicador no ha podido ser calculado a la fecha por falta de información.

TABLA 2-6

NOMBRE INDICADOR	SUBSECTOR	LÍNEAS ESTRATÉGICAS	TIPO DE INDICADOR	DESAGREGACIONES	
ACOAM	Áreas sembradas como Compensaciones Ambientales	FERRONIQUEL	TODAS	SG	FERRONIQUEL BOSQUE NATURAL
					FERRONIQUEL HERBAZAL
					FERRONIQUEL PLANTACIÓN FORESTAL
ACOAM	Áreas sembradas como Compensaciones Ambientales	MINERÍA DE CARBÓN	TODAS	SG	FERRONIQUEL BOSQUE NATURAL
					FERRONIQUEL BOSQUE NATURAL
					FERRONIQUEL HERBAZAL
					FERRONIQUEL PLANTACIÓN FORESTAL
ACOAM	Áreas sembradas como Compensaciones Ambientales	PETRÓLEO Y GAS	TODAS	SG	PETRÓLEO Y GAS ARBUSTAL
					PETRÓLEO Y GAS BOSQUE NATURAL
					PETRÓLEO Y GAS HERBAZAL
					PETRÓLEO Y GAS PLANTACIÓN FORESTAL
ACOAM	Áreas sembradas como Compensaciones Ambientales	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	TODAS	SG	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL ARBUSTAL
					SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL BOSQUE NATURAL
					SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL HERBAZAL
					SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL HUMEDAL
					SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL PLANTACIÓN FORESTAL

AÑO BASE	UNIDADES	LÍNEA BASE	ESTADO A 2022	VARIACIÓN	OBSERVACIONES
2015	ha	0.79	-	-	Este indicador no fue posible calcularlo para el año 2022 debido a la falta de información de Áreas Compensadas por parte de la ANLA en este año.
2015	ha	16.58	-	-	
2015	ha	11.83	-	-	
2015	ha	9006.19	-	-	Este indicador no fue posible calcularlo para el año 2022 debido a la falta de información de Áreas Compensadas por parte de la ANLA en este año.
2015	ha	5885.35	-	-	
2015	ha	3.92	-	-	
2015	ha	0.09	-	-	
2015	ha	11108.52	-	-	Este indicador no fue posible calcularlo para el año 2022 debido a la falta de información de Áreas Compensadas por parte de la ANLA en este año.
2015	ha	21609.51	-	-	
2015	ha	99.41	-	-	
2015	ha	8.78	-	-	
2015	ha	237.54	-	-	Este indicador no fue posible calcularlo para el año 2022 debido a la falta de información de Áreas Compensadas por parte de la ANLA en este año.
2015	ha	10164.81	-	-	
2015	ha	5776.71	-	-	
2015	ha	72.73	-	-	
2015	ha	2.00	-	-	

TABLA 2-6

NOMBRE INDICADOR	SUBSECTOR	LÍNEAS ESTRATÉGICAS	TIPO DE INDICADOR	DESAGREGACIONES	
FRGF	Fracción usada del gas de formación	PETRÓLEO Y GAS	EF	EI	UPSTREAM CONSUMO EN CAMPO
					UPSTREAM GAS OTROS
					UPSTREAM GAS PROCESOS DE EXTRACCIÓN
					UPSTREAM GAS QUEMADO
					UPSTREAM GAS ÚTIL
PFEQG	Promedio de Factor de Eficiencia de quema de gas natural	PETRÓLEO Y GAS	EF	EI	-
PRDRF	Cantidad de Programas de detección y reparación de fugas	PETRÓLEO Y GAS	EF	EI	-
DRFPF	Programas de detección y reparación de fugas por facilidad	PETRÓLEO Y GAS	EF	EI	-
USRDT	Usuarios en la Respuesta de la Demanda	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	GD	EI	-
DDV	Demanda Desconectable Voluntaria de usuarios con tarificación horaria implementada	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	GD	EI	-

AÑO BASE	UNIDADES	LÍNEA BASE	ESTADO A 2022	VARIACIÓN	OBSERVACIONES
2015	%	5.16	5.86	+13.6%	El cambio de la fracción usada de gas de formación para el 2022 mostró un aumento de uso en la categoría de OTROS, GAS UTIL y en el CONSUMO en campo, mientras que se destaca una reducción de la fracción de GAS QUEMADO, asociado a la quema en antorchas.
2015	%	1.11	21.66	+1851.4%	
2015	%	43.91	23.20	-47.2%	
2015	%	2.92	2.26	-22.6%	
2015	%	46.90	47.82	+2%	
2015	-	-	-	-	Este indicador no ha podido ser calculado a la fecha por falta de información.
2015	-	-	-	-	Este indicador no ha podido ser calculado a la fecha por falta de información.
2015	-	-	-	-	Este indicador no ha podido ser calculado a la fecha por falta de información.
2015	-	-	-	-	Este indicador no ha podido ser calculado a la fecha por falta de información.
2015	-	-	-	-	Este indicador no ha podido ser calculado a la fecha por falta de información.

TABLA 2-6

NOMBRE INDICADOR	SUBSECTOR	LÍNEAS ESTRATÉGICAS	TIPO DE INDICADOR	DESAGREGACIONES	
IAGPE	Instalaciones Autogeneradoras a Pequeña Escala	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	GD	EI	AUTOG. PEQ. ESCALA SOLAR SOLAR
					AUTOG. PEQ. ESCALA TÉRMICA BIOGAS
					AUTOG. PEQ. ESCALA TÉRMICA BIOMASA
					AUTOG. PEQ. ESCALA TÉRMICA CARBÓN MINERAL
					AUTOG. PEQ. ESCALA TÉRMICA GAS NATURAL
					GEN. DISTRIBUIDA HIDRÁULICA HIDRÁULICA
					GEN. DISTRIBUIDA SOLAR SOLAR
NCCS	Cantidad de CCUS/CCS	-	SE	EI	-
EGEI	Emisiones GEI generadas	MINERÍA	TODAS	EFG	EXTRACCIÓN DE CARBÓN 1A1c
					EXTRACCIÓN DE CARBÓN 1B1a
					EXTRACCIÓN DE OTROS MINERALES 1A2b
					EXTRACCIÓN DE OTROS MINERALES 1A2i
					EXTRACCIÓN DE OTROS MINERALES 2C2
EGEI	Emisiones GEI generadas	PETRÓLEO Y GAS	TODAS	EFG	DOWNSTREAM 1A1b
					DOWNSTREAM 1B2a
					DOWNSTREAM 2B8b
					MIDSTREAM 1A3e

AÑO BASE	UNIDADES	LÍNEA BASE	ESTADO A 2022	VARIACIÓN	OBSERVACIONES
2015	Unidades	0.00	158.00	+158 Unidades	En este indicador se destaca el incremento de las AGPE con energía SOLAR, con un valor a 2022 de 158 unidades y el retiro de la AGPE a carbón.
2015	Unidades	0.00	1.00	+1 Unidades	
2015	Unidades	0.00	1.00	+1 Unidades	
2015	Unidades	0.00	0.00	0 Unidades	
2015	Unidades	0.00	1.00	+1 Unidades	
2015	Unidades	24.00	27.00	+12.5%	
2015	Unidades	0.00	0.00	0 Unidades	
2015	-	-	-	-	Este indicador no ha podido ser calculado a la fecha por falta de información.
2015	kt_CO2eq	2833.01	2015.63	-28.9%	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 1A2i, asociada a la minería de agregados pétreos.
2015	kt_CO2eq	3513.66	2614.65	-25.6%	
2015	kt_CO2eq	343.78	403.31	+17.3%	
2015	kt_CO2eq	16.47	92.95	+464.4%	
2015	kt_CO2eq	236.16	274.73	+16.3%	
2016	kt_CO2eq	3010.01	3519.46	+16.9%	Las emisiones GEI en los segmentos upstream y midstream disminuyeron principalmente debido a la reducción en el transporte de petróleo a través de oleoductos y en la producción de petróleo y gas. Por otro lado, en el segmento downstream, las emisiones han aumentado debido al incremento en el consumo de combustibles en las refinerías.
2016	kt_CO2eq	12.16	12.92	+6.2%	
2016	kt_CO2eq	84.63	44.05	-47.9%	
2015	kt_CO2eq	979.26	772.43	-21.1%	

TABLA 2-6

NOMBRE INDICADOR	SUBSECTOR	LINEAS ESTRATÉGICAS	TIPO DE INDICADOR	DESAGREGACIONES	
EGEI	Emisiones GEI generadas	PETRÓLEO Y GAS	TODAS	EFG	MIDSTREAM 1B2a
					MIDSTREAM 1B2b
					UPSTREAM 1A1c
					UPSTREAM 1B2a
					UPSTREAM 1B2b
EGEI	Emisiones GEI generadas	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	TODAS	EFG	AUTOG. PEQ. ESCALA 1A1a
					AUTOGENERADOR 1A1a
					COGENERADOR 1A1a
					EMBALSES 3B4a
					NORMAL 1A1a
EGEI	Emisiones GEI generadas	ZONAS NO INTERCONECTADAS	TODAS	EFG	TELEMETRÍA Y NO TELEMETRÍA 1A1a
REGEI	Reducción de Emisiones GEI	MINERÍA	TODAS	EFG	EXTRACCIÓN DE CARBÓN
					EXTRACCIÓN DE OTROS MINERALES
REGEI	Reducción de Emisiones GEI	PETRÓLEO Y GAS	TODAS	EFG	DOWNSTREAM
					MIDSTREAM
					UPSTREAM

AÑO BASE	UNIDADES	LÍNEA BASE	ESTADO A 2022	VARIACIÓN	OBSERVACIONES
2015	kt_CO2eq	7.91	6.85	-13.4%	Las emisiones GEI en los segmentos upstream y midstream disminuyeron principalmente debido a la reducción en el transporte de petróleo a través de oleoductos y en la producción de petróleo y gas. Por otro lado, en el segmento downstream, las emisiones han aumentado debido al incremento en el consumo de combustibles en las refinerías.
2015	kt_CO2eq	88.99	71.67	-19.5%	
2015	kt_CO2eq	4905.70	3942.87	-19.6%	
2015	kt_CO2eq	4650.48	3464.61	-25.5%	
2015	kt_CO2eq	1539.73	1436.49	-6.7%	
2015	kt_CO2eq	0.00	0.00	0 kt_CO2eq	Los embalses aumentaron sus emisiones entre el 2015 y 2022 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. Los autogeneradores y cogeneradores no contabilizan emisiones en este subsector para evitar la doble contabilidad.
2015	kt_CO2eq	0.00	0.00	0 kt_CO2eq	
2015	kt_CO2eq	0.00	0.00	0 kt_CO2eq	
2015	kt_CO2eq	45.81	231.33	+405%	
2015	kt_CO2eq	14670.77	7581.78	-48.3%	
2015	kt_CO2eq	325.83	340.55	+4.5%	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 2022 haciendo que las emisiones se incrementaran en la misma proporción.
2015	Mt_CO2eq	0.20	-1.70	-950%	Para el 2022 la reducción fue de ~0.9 MtCO2eq 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 aumentaron las emisiones en 0.2 MtCO2eq debido a aumentos en los consumos de gas natural en este tipo de minería.
2015	Mt_CO2eq	0.01	0.19	+1800%	
2016	Mt_CO2eq	-1.03	-0.53	-48.5%	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.
2015	Mt_CO2eq	0.34	-0.05	-114.7%	
2015	Mt_CO2eq	2.36	-1.63	-169.1%	

TABLA 2-6

NOMBRE INDICADOR	SUBSECTOR	LÍNEAS ESTRATÉGICAS	TIPO DE INDICADOR	DESAGREGACIONES	
REGEI	Reducción de Emisiones GEI	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	TODAS	EFG	EMBALSES
					NORMAL
REGEI	Reducción de Emisiones GEI	ZONAS NO INTERCONECTADAS	TODAS	EFG	TELEMETRÍA Y NO TELEMETRÍA
EGEIU	Intensidad de Emisiones GEI	MINERÍA	TODAS	EFG	MINERÍA DE CARBÓN EXTRACCIÓN DE CARBÓN
					MINERÍA DE OTROS MINERALES EXTRACCIÓN DE AGREGADOS PETREOS
					MINERÍA DE OTROS MINERALES EXTRACCIÓN DE NIQUEL
EGEIU	Intensidad de Emisiones GEI	PETRÓLEO Y GAS	TODAS	EFG	DOWNSTREAM REFINACIÓN DE PETRÓLEO
					MIDSTREAM TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS
					UPSTREAM EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS
EGEIU	Intensidad de Emisiones GEI	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	TODAS	EFG	NORMAL
EGEIU	Intensidad de Emisiones GEI	ZONAS NO INTERCONECTADAS	TODAS	EFG	TELEMETRÍA Y NO TELEMETRÍA
ECCR	Emisiones de Contaminantes Criterio y Contaminantes Climáticos de Vida Corta	TODOS LOS SECTORES	TODAS	EFNG	BC
					CO
					NMVOC
					NOX
					PM25
					PM25

AÑO BASE	UNIDADES	LÍNEA BASE	ESTADO A 2022	VARIACIÓN	OBSERVACIONES
2015	Mt_CO2eq	-0.11	0.04	-136.4%	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 incluyó la información de Hidrosogamoso, por otro lado, para el 2022 ya se empezó a registrar reducción de emisiones por combustión de combustibles fósiles, con una reducción de 1,42 MtCO2eq, con respecto a la línea base del PIGCCme 2050.
2015	Mt_CO2eq	1.81	1.42	-21.5%	
2015	Mt_CO2eq	-0.02	-0.02	0%	Para 2022, las ZNI han alcanzado el valor de la línea base del PIGCCme 2050 con una leve reducción de 0.02 MtCO2eq.
2015	t_CO2eq/kt	73.37	80.52	+9.7%	En la extracción de ferroníquel, se aumentó ligeramente este indicador debido principalmente al incremento del consumo de gas natural para la autogeneración, y en la MINERÍA DE CARBON este indicador se incrementó un 10%; se destaca que el mayor aumento se estimó para la EXTRACCIÓN DE AGREGADOS PÉTREOS.
2015	t_CO2eq/E3 m3	0.89	6.38	+616.9%	
2015	t_CO2eq/Mt	15.81	16.21	+2.5%	
2016	t_CO2eq/kbl	25.69	27.41	+6.7%	Se registraron reducciones en este indicador principalmente en midstream, sin embargo, se registra un leve aumento en upstream.
2015	t_CO2eq/KBOE	2.87	2.64	-8%	
2015	t_CO2eq/KBOE	24.64	25.06	+1.7%	
2015	t_CO2eq/GWh	224.87	107.69	-52.1%	Este indicador, asociado directamente al factor de emisión representativo del SIN, tuvo una reducción del ~52% por la disminución en la generación con centrales térmicas.
2015	t_CO2eq/GWh	836.05	802.04	-4.1%	Este indicador, asociado directamente al factor de emisión representativo de las ZNI, tuvo una reducción de ~5% por el incremento de las FNCER.
2015	t_BC	454.70	357.69	-21.3%	El sector minero energético redujo sus emisiones de contaminantes criterio y contaminantes climáticos de vida corta entre 20% y 50% debido principalmente a la reducción en la producción de carbón, petróleo y gas, y en la disminución del consumo de carbón en el SIN.
2015	t_CO	14922.33	12108.41	-18.9%	
2015	t_NMVCO	52800.28	41257.05	-21.9%	
2015	t_NOX	46351.90	32822.17	-29.2%	
2015	t_PM25	3737.13	3146.38	-15.8%	
2015	t_SOX	75785.81	38969.45	75785.81	

TABLA 2-6

NOMBRE INDICADOR	SUBSECTOR	LÍNEAS ESTRATÉGICAS	TIPO DE INDICADOR	DESAGREGACIONES	
ECCR	Emisiones de Contaminantes Criterio y Contaminantes Climáticos de Vida Corta	MINERÍA	TODAS	EFNG	EXTRACCIÓN DE CARBÓN BC
					EXTRACCIÓN DE CARBÓN CO
					EXTRACCIÓN DE CARBÓN NMVOC
					EXTRACCIÓN DE CARBÓN NOX
					EXTRACCIÓN DE CARBÓN PM25
					EXTRACCIÓN DE CARBÓN SOX
					EXTRACCIÓN DE OTROS MINERALES BC
					EXTRACCIÓN DE OTROS MINERALES CO
					EXTRACCIÓN DE OTROS MINERALES NMVOC
					EXTRACCIÓN DE OTROS MINERALES NOX
					EXTRACCIÓN DE OTROS MINERALES PM25
					EXTRACCIÓN DE OTROS MINERALES SOX
ECCR	Emisiones de Contaminantes Criterio y Contaminantes Climáticos de Vida Corta	PETRÓLEO Y GAS	TODAS	EFNG	DOWNSTREAM BC
					DOWNSTREAM CO
					DOWNSTREAM NMVOC
					DOWNSTREAM NOX
					DOWNSTREAM PM25
					DOWNSTREAM SOX

AÑO BASE	UNIDADES	LÍNEA BASE	ESTADO A 2022	VARIACIÓN	OBSERVACIONES
2015	t_BC	9.55	6.62	-30.7%	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, en OTROS MINERALES, las emisiones aumentaron, principalmente debido al incremento en los consumos de GAS NATURAL.
2015	t_CO	716.27	539.77	-24.6%	
2015	t_NMVOC	38490.83	30184.49	-21.6%	
2015	t_NOX	2624.45	1915.32	-27%	
2015	t_PM25	568.93	378.41	-33.5%	
2015	t_SOX	1643.14	1134.96	-30.9%	
2015	t_BC	10.16	11.84	+16.5%	
2015	t_CO	822.16	963.18	+17.2%	
2015	t_NMVOC	44.33	52.00	+17.3%	
2015	t_NOX	2925.49	3420.96	+16.9%	
2015	t_PM25	34.87	40.75	+16.9%	
2015	t_SOX	1742.19	2030.55	+16.6%	
2016	t_BC	7.59	7.45	-1.8%	Las emisiones de contaminantes criterio y contaminantes climáticos de vida corta en los segmentos upstream y midstream se redujeron principalmente debido a la disminución en el transporte de petróleo a través de oleoductos y en la producción de petróleo y gas. Por otro lado, en el segmento downstream, las emisiones han aumentado debido al incremento en el consumo de combustibles en las refinerías.
2016	t_CO	824.50	1252.05	+51.9%	
2016	t_NMVOC	177.34	181.29	+2.2%	
2016	t_NOX	3488.29	4375.80	+25.4%	
2016	t_PM25	46.69	54.91	+17.6%	
2016	t_SOX	14.94	19.13	+28%	

TABLA 2-6

NOMBRE INDICADOR	SUBSECTOR	LÍNEAS ESTRATÉGICAS	TIPO DE INDICADOR	DESAGREGACIONES	
ECCR	Emisiones de Contaminantes Criterio y Contaminantes Climáticos de Vida Corta	PETRÓLEO Y GAS	TODAS	EFNG	MIDSTREAM BC
					MIDSTREAM CO
					MIDSTREAM NMVOC
					MIDSTREAM NOX
					MIDSTREAM PM25
					MIDSTREAM SOX
					UPSTREAM BC
					UPSTREAM CO
					UPSTREAM NMVOC
					UPSTREAM NOX
					UPSTREAM PM25
					UPSTREAM SOX
ECCR	Emisiones de Contaminantes Criterio y Contaminantes Climáticos de Vida Corta	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	TODAS	EFNG	AUTOG. PEQ. ESCALA BC
					AUTOG. PEQ. ESCALA CO
					AUTOG. PEQ. ESCALA NMVOC
					AUTOG. PEQ. ESCALA NOX
					AUTOG. PEQ. ESCALA PM25
					AUTOG. PEQ. ESCALA SOX
					AUTOGENERADOR BC
					AUTOGENERADOR CO

AÑO BASE	UNIDADES	LÍNEA BASE	ESTADO A 2022	VARIACIÓN	OBSERVACIONES
2015	t_BC	5.03	2.99	-40.6%	Las emisiones de contaminantes criterio y contaminantes climáticos de vida corta en los segmentos upstream y midstream se redujeron principalmente debido a la disminución en el transporte de petróleo a través de oleoductos y en la producción de petróleo y gas. Por otro lado, en el segmento downstream, las emisiones han aumentado debido al incremento en el consumo de combustibles en las refinerías.
2015	t_CO	493.93	432.36	-12.5%	
2015	t_NMVOC	38.26	31.96	-16.5%	
2015	t_NOX	1604.43	1262.63	-21.3%	
2015	t_PM25	92.42	57.15	-38.2%	
2015	t_SOX	2145.35	1248.23	-41.8%	
2015	t_BC	381.53	288.52	-24.4%	
2015	t_CO	6175.16	4724.25	-23.5%	
2015	t_NMVOC	13649.01	10504.02	-23%	
2015	t_NOX	8125.39	6460.30	-20.5%	
2015	t_PM25	1798.95	1377.40	-23.4%	
2015	t_SOX	6338.69	5414.69	-14.6%	
2015	t_BC	0.00	0.27	+0.3 t_BC	Los embalses no generan emisiones de contaminantes criterio y climáticos de vida corta, 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, excepto los cogeneradores, que incrementaron levemente entre el 2015 y 2022.
2015	t_CO	0.00	5.66	+5.7 t_CO	
2015	t_NMVOC	0.00	0.46	t_NMVOC	
2015	t_NOX	0.00	5.33	+5.3 t_NOX	
2015	t_PM25	0.00	8.11	+8.1 t_PM25	
2015	t_SOX	0.00	0.66	+0.7 t_SOX	
2015	t_BC	0.00	0.08	+0.1 t_BC	
2015	t_CO	0.00	3.43	+3.4 t_CO	

TABLA 2-6

NOMBRE INDICADOR	SUBSECTOR	LÍNEAS ESTRATÉGICAS	TIPO DE INDICADOR	DESAGREGACIONES	
ECCR	Emisiones de Contaminantes Criterio y Contaminantes Climáticos de Vida Corta	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	TODAS	EFNG	AUTOGENERADOR NMVOC
					AUTOGENERADOR NOX
					AUTOGENERADOR PM25
					AUTOG. PEQ. ESCALA SOX
					COGENERADOR BC
					COGENERADOR CO
					COGENERADOR NMVOC
					COGENERADOR NOX
					COGENERADOR PM25
					COGENERADOR SOX
					EMBALSES BC
					EMBALSES CO
					EMBALSES NMVOC
					EMBALSES NOX
					EMBALSES PM25
					EMBALSES SOX
NORMAL BC					
NORMAL CO					

AÑO BASE	UNIDADES	LÍNEA BASE	ESTADO A 2022	VARIACIÓN	OBSERVACIONES
2015	t_NMVOC	0.00	0.25	+0.2 t_NMVOC	Los embalses no generan emisiones de contaminantes criterio y climáticos de vida corta, 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, excepto los cogeneradores, que incrementaron levemente entre el 2015 y 2022.
2015	t_NOX	0.00	5.57	+5.6 t_NOX	
2015	t_PM25	0.00	2.45	+2.5 t_PM25	
2015	t_SOX	0.00	0.21	+0.2 t_SOX	
2015	t_BC	27.14	33.42	+23.1%	
2015	t_CO	556.48	685.38	+23.2%	
2015	t_NMVOC	45.20	55.67	+23.2%	
2015	t_NOX	500.83	616.84	+23.2%	
2015	t_PM25	822.36	1012.84	+23.2%	
2015	t_SOX	66.78	82.25	+23.2%	
2015	t_BC	0.00	0.00	0 t_BC	
2015	t_CO	0.00	0.00	0 t_CO	
2015	t_NMVOC	0.00	0.00	0 t_NMVOC	
2015	t_NOX	0.00	0.00	0 t_NOX	
2015	t_PM25	0.00	0.00	0 t_PM25	
2015	t_SOX	0.00	0.00	0 t_SOX	
2015	t_BC	13.69	4.60	-66.4%	
2015	t_CO	5459.27	3414.61	-37.5%	

TABLA 2-6

NOMBRE INDICADOR	SUBSECTOR	LÍNEAS ESTRATÉGICAS	TIPO DE INDICADOR	DESAGREGACIONES	
ECCR	Emisiones de Contaminantes Criterio y Contaminantes Climáticos de Vida Corta	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	TODAS	EFNG	NORMAL NMVOC
					NORMAL NOX
					NORMAL PM25
					NORMAL SOX
ECCR	Emisiones de Contaminantes Criterio y Contaminantes Climáticos de Vida Corta	ZONAS NO INTERCONECTADAS	TODAS	EFNG	TELEMETRÍA BC
					TELEMETRÍA CO
					TELEMETRÍA NMVOC
					TELEMETRÍA NOX
					TELEMETRÍA PM25
					TELEMETRÍA SOX
					TELEMETRÍA Y NO TELEMETRÍA BC
					TELEMETRÍA Y NO TELEMETRÍA CO
					TELEMETRÍA Y NO TELEMETRÍA NMVOC
					TELEMETRÍA Y NO TELEMETRÍA NOX
					TELEMETRÍA Y NO TELEMETRÍA PM25
					TELEMETRÍA Y NO TELEMETRÍA SOX

AÑO BASE	UNIDADES	LÍNEA BASE	ESTADO A 2022	VARIACIÓN	OBSERVACIONES
2015	t_NMVOC	390.38	242.15	-38%	Los embalses no generan emisiones de contaminantes criterio y climáticos de vida corta, 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, excepto los cogeneradores, que incrementaron levemente entre el 2015 y 2022.
2015	t_NOX	27479.23	14449.81	-47.4%	
2015	t_PM25	377.93	190.57	-49.6%	
2015	t_SOX	63634.07	28824.40	-54.7%	
2015	t_BC	0.00	0.66	+0.7 t_BC	Las emisiones en las ZNI originan principalmente por la quema de diésel en las plantas de generación. El consumo de este combustible aumentó entre 2015 y 2022, lo que provocó un incremento proporcional en las emisiones.
2015	t_CO	0.00	13.61	+13.6 t_CO	
2015	t_NMVOC	0.00	1.11	+1.1 t_NMVOC	
2015	t_NOX	0.00	12.25	+12.2 t_NOX	
2015	t_PM25	0.00	20.12	+20.1 t_PM25	
2015	t_SOX	0.00	1.63	+1.6 t_SOX	
2015	t_BC	1.17	1.23	+5.1%	
2015	t_CO	70.91	74.12	+4.5%	
2015	t_NMVOC	3.50	3.66	+4.6%	
2015	t_NOX	284.52	297.38	+4.5%	
2015	t_PM25	3.50	3.66	+4.6%	
2015	t_SOX	203.54	212.74	+4.5%	

TABLA 2-6

NOMBRE INDICADOR	SUBSECTOR	LÍNEAS ESTRATÉGICAS	TIPO DE INDICADOR	DESAGREGACIONES
ECCRU	Intensidad de Emisiones de Contaminantes Criterio y Contaminantes Climáticos de Vida Corta	MINERÍA	EFNG	MINERÍA DE CARBÓN EXTRACCIÓN DE CARBÓN BC
				MINERÍA DE CARBÓN EXTRACCIÓN DE CARBÓN CO
				MINERÍA DE CARBÓN EXTRACCIÓN DE CARBÓN NMVOC
				MINERÍA DE CARBÓN EXTRACCIÓN DE CARBÓN NOX
				MINERÍA DE CARBÓN EXTRACCIÓN DE CARBÓN PM25
				MINERÍA DE CARBÓN EXTRACCIÓN DE CARBÓN SOX
				MINERÍA DE OTROS MINERALES EXTRACCIÓN DE AGREGADOS PETREOS BC
				MINERÍA DE OTROS MINERALES EXTRACCIÓN DE AGREGADOS PETREOS CO
				MINERÍA DE OTROS MINERALES EXTRACCIÓN DE AGREGADOS PETREOS NMVOC
				MINERÍA DE OTROS MINERALES EXTRACCIÓN DE AGREGADOS PETREOS NOX
MINERÍA DE OTROS MINERALES EXTRACCIÓN DE AGREGADOS PETREOS PM25				

AÑO BASE	UNIDADES	LÍNEA BASE	ESTADO A 2022	VARIACIÓN	OBSERVACIONES
2015	kg_BC/kg	0.11	0.12	+9.1%	El único sector minero que redujo este indicador fue la MINERÍA DE AGREGADOS PÉTREOS; en la extracción de ferroníquel, aumentó ligeramente debido principalmente al incremento del consumo de gas natural para la autogeneración y la minería de carbón 3% y 15%.
2015	kg_CO/kg	8.28	9.39	+13.4%	
2015	kg_NMVOC/kg	0.44	0.51	+15.9%	
2015	kg_NOX/kg	30.34	33.31	+9.8%	
2015	kg_PM25/kg	0.36	0.40	+11.1%	
2015	kg_SOX/kg	19.00	19.74	+3.9%	
2015	kg_BC/1E3 m3	0.00	0.02	0 kg_BC/1E3 m3	
2015	kg_CO/1E3 m3	0.19	1.39	+631.6%	
2015	kg_NMVCO/1E3 m3	0.01	0.07	+600%	
2015	kg_NOX/1E3 m3	0.78	5.57	+614.1%	
2015	kg_PM25/1E3 m3	0.01	0.07	+600%	

TABLA 2-6

NOMBRE INDICADOR	SUBSECTOR	LINEAS ESTRATÉGICAS	TIPO DE INDICADOR	DESAGREGACIONES
ECCRU Intensidad de Emisiones de Contaminantes Criterio y Contaminantes Climáticos de Vida Corta	MINERÍA	TODAS	EFNG	MINERÍA DE OTROS MINERALES EXTRACCIÓN DE AGREGADOS PETREOS SOX
				MINERÍA DE OTROS MINERALES EXTRACCIÓN DE NIQUEL BC
				MINERÍA DE OTROS MINERALES EXTRACCIÓN DE NIQUEL NMVOC
				MINERÍA DE OTROS MINERALES EXTRACCIÓN DE NIQUEL NOX
				MINERÍA DE OTROS MINERALES EXTRACCIÓN DE NIQUEL PM25
				MINERÍA DE OTROS MINERALES EXTRACCIÓN DE NIQUEL SOX
ECCRU Intensidad de Emisiones de Contaminantes Criterio y Contaminantes Climáticos de Vida Corta	PETRÓLEO Y GAS	TODAS	EFNG	DOWNSTREAM REFINACIÓN DE PETRÓLEO BC
				DOWNSTREAM REFINACIÓN DE PETRÓLEO CO
				DOWNSTREAM REFINACIÓN DE PETRÓLEO NMVOC
				DOWNSTREAM REFINACIÓN DE PETRÓLEO NOX
				DOWNSTREAM REFINACIÓN DE PETRÓLEO PM25

AÑO BASE	UNIDADES	LÍNEA BASE	ESTADO A 2022	VARIACIÓN	OBSERVACIONES
2015	kg_SOX/1E3 m3	0.56	3.99	+612.5%	El único sector minero que redujo este indicador fue la MINERÍA DE AGREGADOS PÉTREOS; en la extracción de ferroníquel, aumentó ligeramente debido principalmente al incremento del consumo de gas natural para la autogeneración y la minería de carbón 3% y 15%.
2015	kg_BC/t	0.01	0.01	0%	
2015	kg_NMVOC/t	0.40	0.42	+5%	
2015	kg_NOX/t	14.39	14.87	+3.3%	
2015	kg_PM25/t	0.15	0.15	0%	
2015	kg_SOX/t	0.73	0.67	-8.2%	
2016	kg_BC/t	0.06	0.06	0%	Se registraron incrementos en la intensidad de emisiones de contaminantes criterio y contaminantes climáticos de vida corta en toda 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 y NMVOC en la refinación de petróleo y la reducción de BC, PM25, NMVOC, NOX y SOX en el transporte de hidrocarburos.
2016	kg_CO/kbl	6.82	9.60	+40.8%	
2016	kg_NMVOC/kbl	1.47	1.39	-5.4%	
2016	kg_NOX/kbl	28.85	33.53	+16.2%	
2016	kg_PM25/kbl	0.39	0.42	+7.7%	

TABLA 2-6

NOMBRE INDICADOR	SUBSECTOR	LÍNEAS ESTRATÉGICAS	TIPO DE INDICADOR	DESAGREGACIONES
ECCRU	Intensidad de Emisiones de Contaminantes Criterio y Contaminantes Climáticos de Vida Corta	PETRÓLEO Y GAS	EFNG	TODAS
				DOWNSTREAM REFINACIÓN DE PETRÓLEO SOX
				MIDSTREAM TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS BC
				MIDSTREAM TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS CO
				MIDSTREAM TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS NMVOC
				MIDSTREAM TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS NOX
				MIDSTREAM TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS PM25
				MIDSTREAM TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS SOX
				UPSTREAM EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS BC
				UPSTREAM EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS CO
				UPSTREAM EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NMVOC
UPSTREAM EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NOX				

AÑO BASE	UNIDADES	LÍNEA BASE	ESTADO A 2022	VARIACIÓN	OBSERVACIONES
2016	kg_SOX/kbl	0.12	0.15	+25%	Se registraron incrementos en la intensidad de emisiones de contaminantes criterio y contaminantes climáticos de vida corta en toda 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 y NMVOC en la refinación de petróleo y la reducción de BC, PM25, NMVOC, NOX y SOX en el transporte de hidrocarburos.
2015	kg_BC/KBOE	0.01	0.01	0%	
2015	kg_CO/KBOE	1.32	1.34	+1.5%	
2015	kg_NMVOC/KBOE	0.10	0.10	0%	
2015	kg_NOX/KBOE	4.28	3.92	-8.4%	
2015	kg_PM25/KBOE	0.25	0.18	-28%	
2015	kg_SOX/KBOE	5.72	3.88	-32.2%	
2015	kg_BC/KBOE	0.04	0.04	0%	
2015	kg_CO/KBOE	5.54	5.55	+0.2%	
2015	kg_NMVOC/KBOE	0.39	0.40	+2.6%	
2015	kg_NOX/KBOE	16.23	16.57	+2.1%	

TABLA 2-6

NOMBRE INDICADOR	SUBSECTOR	LÍNEAS ESTRATÉGICAS	TIPO DE INDICADOR	DESAGREGACIONES	
ECCRU	Intensidad de Emisiones de Contaminantes Criterio y Contaminantes Climáticos de Vida Corta	PETRÓLEO Y GAS	TODAS	EFNG	UPSTREAM EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS PM25
					UPSTREAM EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS SOX
ECCRU	Intensidad de Emisiones de Contaminantes Criterio y Contaminantes Climáticos de Vida Corta	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	TODAS	EFNG	TODAS LAS FUENTES BC
					TODAS LAS FUENTES CO
					TODAS LAS FUENTES NMVOC
					TODAS LAS FUENTES NOX
					TODAS LAS FUENTES PM25
					TODAS LAS FUENTES SOX
ECCRU	Intensidad de Emisiones de Contaminantes Criterio y Contaminantes Climáticos de Vida Corta	ZONAS NO INTERCONECTADAS	TODAS	EFNG	TELEMETRÍA Y NO TELEMETRÍA BC
					TELEMETRÍA Y NO TELEMETRÍA CO
					TELEMETRÍA Y NO TELEMETRÍA NMVOC
					TELEMETRÍA Y NO TELEMETRÍA NOX
					TELEMETRÍA Y NO TELEMETRÍA PM25
					TELEMETRÍA Y NO TELEMETRÍA SOX

AÑO BASE	UNIDADES	LÍNEA BASE	ESTADO A 2022	VARIACIÓN	OBSERVACIONES
2015	kg_PM25/KBOE	0.62	0.67	+8.1%	Se registraron incrementos en la intensidad de emisiones de contaminantes criterio y contaminantes climáticos de vida corta en toda 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 y NMVOC en la refinación de petróleo y la reducción de BC, PM25, NMVOC, NOX y SOX en el transporte de hidrocarburos.
2015	kg_SOX/KBOE	14.06	15.33	+9%	
2015	kg_BC/GWh	0.62	0.53	-14.5%	Este indicador, asociado directamente al factor de emisión representativo del SIN, tuvo una reducción del entre 9% y 59% por la disminución en la generación con centrales térmicas.
2015	kg_CO/GWh	91.92	56.64	-38.4%	
2015	kg_NMVOC/GWh	6.66	4.11	-38.3%	
2015	kg_NOX/GWh	427.54	207.82	-51.4%	
2015	kg_PM25/GWh	18.34	16.73	-8.8%	
2015	kg_SOX/GWh	973.36	398.45	+59.1%	
2015	kg_BC/GWh	3.01	4.45	+47.8%	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.
2015	kg_CO/GWh	181.95	206.61	+13.6%	
2015	kg_NMVOC/GWh	8.99	11.22	+24.8%	
2015	kg_NOX/GWh	730.06	729.22	-0.1%	
2015	kg_PM25/GWh	8.99	56.00	+522.9%	
2015	kg_SOX/GWh	522.27	504.88	-3.3%	

TABLA 2-6

NOMBRE INDICADOR	SUBSECTOR	LÍNEAS ESTRATÉGICAS	TIPO DE INDICADOR	DESAGREGACIONES	
RGEIF	Reducción de emisiones asociadas a la entrada de FNCE	PETRÓLEO Y GAS	SE	EFG	AUTOGENERACIÓN
RGEIF	Reducción de emisiones asociadas a la entrada de FNCE	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	EE, SE	EFG	AUTOG. PEQ. ESCALA
					AUTOGENERADOR
					COGENERADOR
					GEN. DISTRIBUIDA
					NORMAL
RGEIF	Reducción de emisiones asociadas a la entrada de FNCE	ZONAS NO INTERCONECTADAS	EE, SE	EFG	TELEMETRÍA
RGEIF	Reducción de emisiones asociadas a cambios tecnológicos en transporte, procesos de calor y maquinaria pesada	-	TODAS	EFG	-
RGEIC	Reducción de emisiones por implementación de CCUS/CCS	-	TODAS	EFG	-
CGEI	Emisiones compensadas por el sector	-	TODAS	EFG	-
INAC	Indicadores de Actividades del PIGCCme	-	TODAS	IN	-
INEC	Indicadores Económicos del PIGCCme	-	TODAS	IN	-

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

AÑO BASE	UNIDADES	LÍNEA BASE	ESTADO A 2022	VARIACIÓN	OBSERVACIONES
2015	kt_CO2eq	0.00	107.74	+107.7 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 107 kt_CO2eq de emisiones GEI.
2015	kt_CO2eq	0.00	5.25	+5.2 kt_CO2eq	Los COGENERADORES y las FNCE en la clasificación NORMAL de XM son las fuentes que han conseguido la mayor reducción en las emisiones del SIN. Además, se resalta el crecimiento constante de las FNCE en los sistemas de autogeneración.
2015	kt_CO2eq	0.00	179.51	+179.5 kt_CO2eq	
2015	kt_CO2eq	318.99	621.08	+94.7%	
2015	kt_CO2eq	29.85	30.70	+2.8%	
2015	kt_CO2eq	49.41	470.37	+852%	
2015	kt_CO2eq	4.66	42.64	+815%	Con la incorporación de plantas de Biomasa y paneles solares principalmente, las ZNI han reducido alrededor de 42.3 ktCO2eq por la entrada de FNCE a 2022.
2015	-	-	-	-	Este indicador no ha podido ser calculado a la fecha por falta de información.
2015	-	-	-	-	Este indicador no ha podido ser calculado a la fecha por falta de información.
2015	-	-	-	-	Este indicador no ha podido ser calculado a la fecha por falta de información.
2015	-	-	-	-	Este indicador no ha podido ser calculado a la fecha por falta de información.

Fuente: Elaboración propia

** 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).



2.4 ESTIMACIÓN DE EMISIONES GEI ENTRE 2010 Y 2022 PARA EL REPORTE

2.4.1 EMISIONES DE GEI INCLUIDAS EN EL REPORTE

Como se mencionó anteriormente, el MRVme reporta directamente la información del sector minero-energético para los reportes nacionales ante la CMNUCC. El Primer Reporte Bienal de Actualización fue para el año 2010 (BUR) (IDEAM et al., 2015), el segundo BUR para 2018 (IDEAM et al., 2018) y más recientemente en el tercer BUR para el año 2020 (IDEAM et al., 2021). La estimación de emisiones GEI para este informe abarca la serie temporal de 2010 a 2022 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 2006 para inventarios nacionales de GEI y las actividades del sector minero energético. La Tabla 2-7 presenta esta clasificación:

TABLA 2-7

CATEGORÍA IPCC
1A1a Industrias de la energía
1A1b Refinación de petróleo
1A1c Fabricación de combustibles sólidos y otras industrias energéticas
1A2b Metales no ferroso
1A2i Minería (con excepción de combustibles) y cantería
1A3e Otro transporte
1B1a Minería carbonífera y manejo de carbón
1B2a Emisiones fugitivas provenientes de la producción distribución de gas natural
2C2 Producción de ferroaleaciones
2B8b Emisiones por el proceso de producción de etileno
3B4a Humedales que permanecen como tales

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 2022

SUBSECTOR	ACTIVIDAD
Generación de electricidad	Sistema Interconectado Nacional
	Zonas no Interconectadas
Petróleo y gas natural	Refinación de petróleo
Carbón	Consumo de combustible en extracción
Petróleo y gas natural	Consumo de combustible en extracción
Minería	Consumo de combustible en extracción de ferroaleaciones
Minería	Consumo de combustible en extracción de agregados pétreos
Petróleo y gas natural	Consumo de combustible en transporte
Carbón	Minería de superficie
	Minería subterránea
Petróleo y gas natural	Producción de gas natural
	Transporte y distribución
	Tratamiento de gas en plantas
Minería	Producción de ferroaleaciones
Petróleo y gas natural	Producción de etileno
Generación de electricidad	Sistema Interconectado Nacional

Fuente: Elaboración propia



Durante el periodo comprendido entre 2010 - 2022, se llevó a cabo la estimación de emisiones GEI para el sector minero energético a nivel departamental, lo anterior se realizó de acuerdo con el protocolo de cálculo de emisiones del MME, el cual se basa en la metodología del IPCC 2006 con algunas actualizaciones para la estimación de emisiones fugitivas en minería de carbón del refinamiento IPCC 2019⁷ (CIAT y Ministerio de Minas y Energía, 2021). Las emisiones son desglosadas en los subsectores de generación de electricidad, minería e hidrocarburos (petróleo y gas), y posteriormente subdivididas en SIN y ZNI, upstream, midstream, downstream, minería de carbón y de otros minerales, según corresponda. Se debe destacar que algunas emisiones podrían variar con respecto a las series temporales publicadas en anteriores reportes, dado que se han actualizado varias fuentes de información y métodos de consulta en las mismas, como por ejemplo, las consultas al SICOM para la obtención de los consumos de combustible de minería de carbón y agregados pétreos, información de midstream obtenida directamente de CENIT S.A. y extrapolada para cubrir todas las empresas transportadas del sector, información actualizada por parte de ECOPEL S.A. en los consumos de combustible en las refinerías, entre otros, por lo que en cada reporte se actualiza la serie temporal desde 2010.

Los resultados de estas estimaciones se presentan en el Gráfico 2.1. El gráfico presenta las emisiones provenientes de cada subsector para cada departamento, donde se destacan diferentes

⁷ Los escenarios y línea base de las emisiones fugitivas para el subsector de Petróleo y gas se realizaron de acuerdo a la metodología IPCC 2006, con la actualización de las proyecciones que se realizaron para la NDC, se utilizara el refinamiento IPCC 2019 para la estimación y reporte de las emisiones fugitivas en este subsector.

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 segmento upstream en petróleo y gas. Santander y Bolívar, en cambio, tienen emisiones mayoritariamente generadas desde el segmento downstream. Atlántico, Boyacá, Valle del Cauca, 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 dominadas por la generación eléctrica de las ZNI. Además, se observa que la minería de carbón tiene una participación mayoritaria en los departamentos de Cesar y Cundinamarca, 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 La Guajira, Meta, Santander, Atlántico, Boyacá, Cundinamarca, Córdoba, Casanare, Cesar y Bolívar. 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 una tendencia de los departamentos con mayores emisiones a mantener su nivel de emisiones en 2022 respecto a los niveles estimados para 2021. Se destaca la reducción de emisiones del subsector de Minería de Carbón para la Guajira entre los años 2021 y 2022, lo anterior se da a pesar del aumento de las emisiones del subsector a nivel nacional durante este periodo. Para el caso de los departamentos de Atlántico, Boyacá y Córdoba, la reducción de sus

emisiones para el 2022 respecto a aquellas del 2021 se deben principalmente a la disminución de las emisiones del subsector de generación eléctrica en el SIN. Por otro lado, se ha registrado una disminución en las emisiones de generación de energía para el SIN en los departamentos de Atlántico, Córdoba, Valle del Cauca y Caldas. Asimismo, se ha observado un aumento en las emisiones del sector de petróleo y gas (upstream) en el Putumayo y Magdalena desde el año 2020, para este subsector llama la atención el caso del departamento de la Guajira, el cual ha presentado un comportamiento decreciente desde el 2010. Mientras que las emisiones por generación de electricidad en ZNI han mostrado diferentes comportamientos en los departamentos, por ejemplo, en los departamentos de San Andrés, Choco y Guainía el nivel de las emisiones a 2022 no tuvo cambios significativos respecto a aquellas de 2021. Departamentos como Nariño y Caquetá presentan una disminución de las emisiones desde el 2015. Finalmente, el departamento de Vaupés presentó un aumento importante de sus emisiones a 2022 respecto al valor obtenido para el año anterior.

En cuanto al sector de generación eléctrica del SIN, se evidencia, en términos generales, una disminución en las emisiones en todos los departamentos comparadas con los valores del año 2021. Específicamente, los departamentos de Caldas, Valle del Cauca y Boyacá han mostrado una disminución destacable en sus emisiones en cuanto al subsector de generación de energía eléctrica SIN. Sin embargo, se destaca que en el departamento de Casanare desde el 2019 presenta un comportamiento creciente de las emisiones del SIN, relacionado con el incremento del uso de gas natural para la generación de

energía eléctrica.

Las emisiones por la minería de carbón han presentado una leve repuntada desde su caída en 2020. Se destaca el aumento de las emisiones en 2022 respecto a 2021 en los departamentos de Cesar, Boyacá, Cundinamarca y Norte de Santander. Sin embargo, el departamento de La Guajira se evidenció una reducción en sus emisiones por minería de carbón con respecto al año 2021.

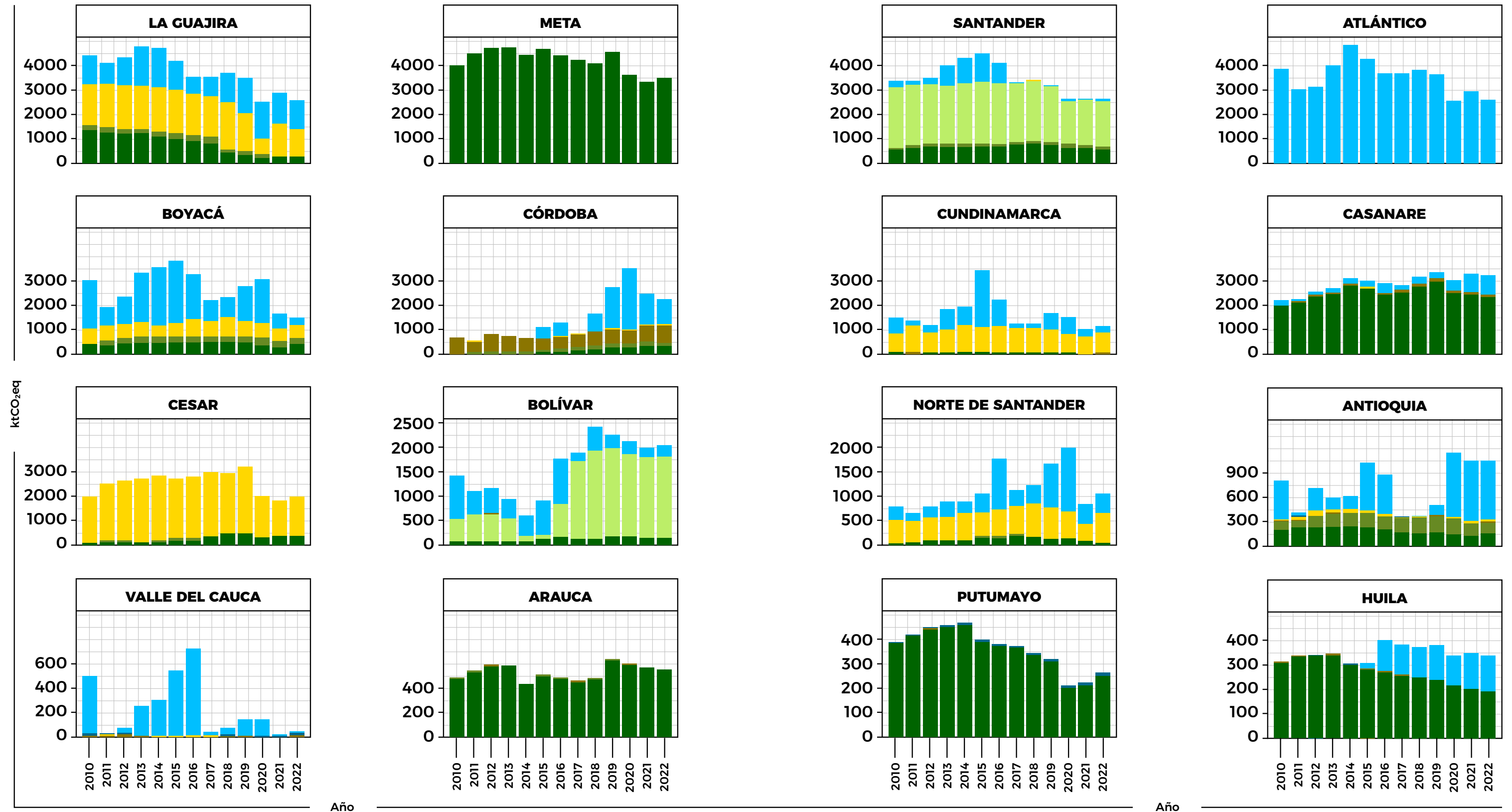
Por otro lado, las emisiones generadas por la minería de otros minerales han mostrado un leve crecimiento desde el año 2020. Dicho crecimiento se evidencia principalmente en el departamento de Córdoba, además, en departamentos como Quindío se evidencia una disminución de las emisiones de este subsector.

En cuanto a la producción de petróleo y gas (upstream), la mayoría de los departamentos productores durante el 2022 han mantenido niveles de producción similares a los de 2021, motivo por el cual se evidencian leves cambios entre los niveles de emisiones para este subsector en los dos últimos años de la serie. No obstante, se ha observado un aumento en las emisiones asociadas a la producción de hidrocarburos en los últimos años en los departamentos de Putumayo, Sucre y Magdalena.

En el sector midstream, las emisiones han tenido una tendencia a la baja desde el año 2019, sin embargo, se dio un leve aumento en las emisiones nacionales para este subsector en 2022. Por su parte, en el sector downstream, las emisiones han presentado una leve disminución en comparación al año 2021.

GRÁFICO 2-1

Emisiones históricas del sector minero energético del país por departamento 2010-2022



Sub-Sector:
■ Generación de electricidad Sistema Interconectado Nacional
■ Generación de electricidad Zonas No Interconectadas

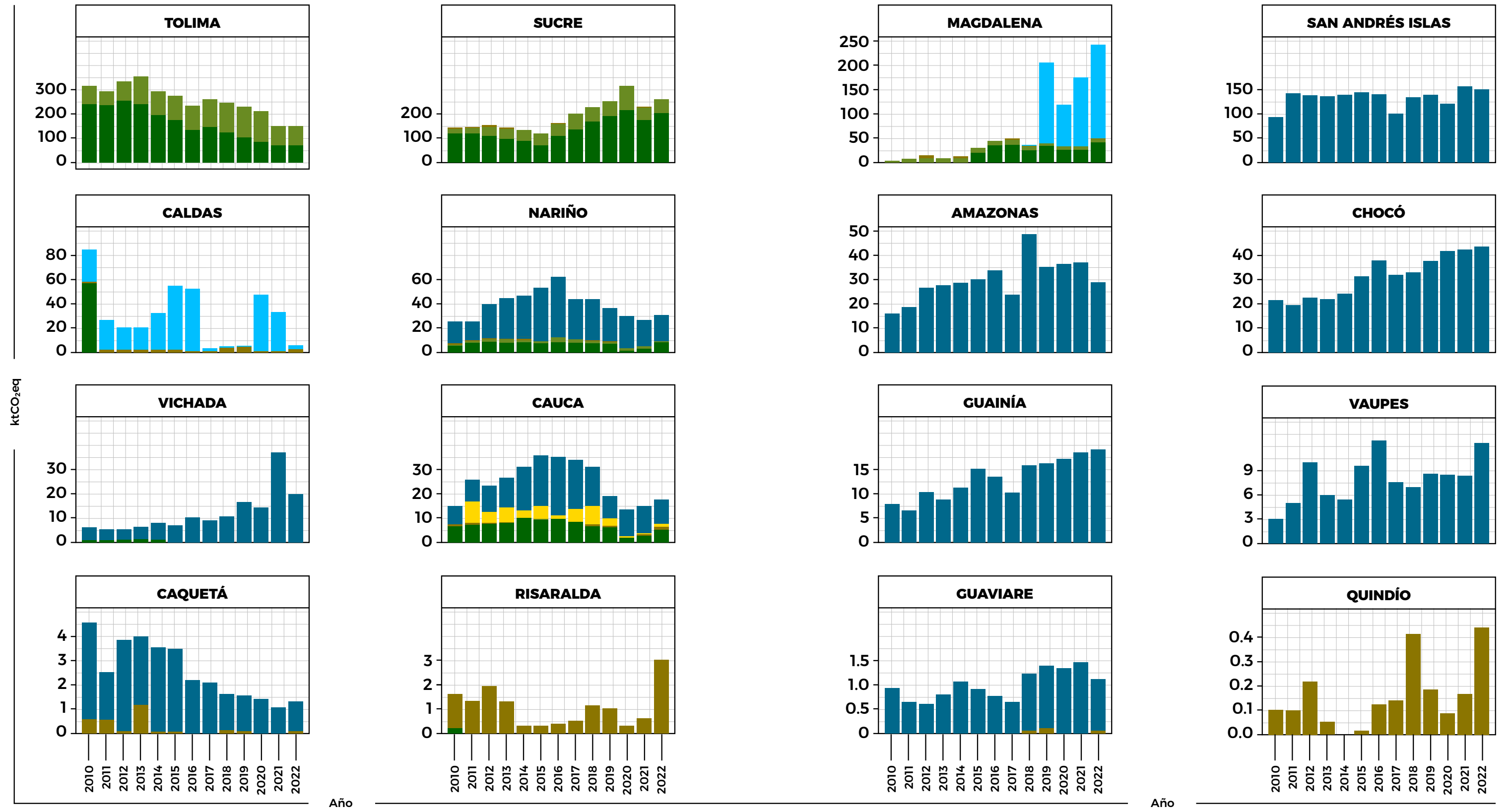
■ Minería Extracción de Carbón
■ Minería Extracción de Otros Minerales

■ Petróleo y gas Downstream
■ Petróleo y gas Midstream

■ Petróleo y gas Upstream

GRÁFICO 2-1

Emisiones históricas del sector minero energético del país por departamento 2010-2022



Sub-Sector:
■ Generación de electricidad Sistema Interconectado Nacional
■ Generación de Electricidad Zonas No Interconectadas

■ Minería Extracción de Carbón
■ Minería Extracción de Otros Minerales

■ Petróleo y gas Downstream
■ Petróleo y gas Midstream

■ Petróleo y gas Upstream

Fuente: Elaboración propia

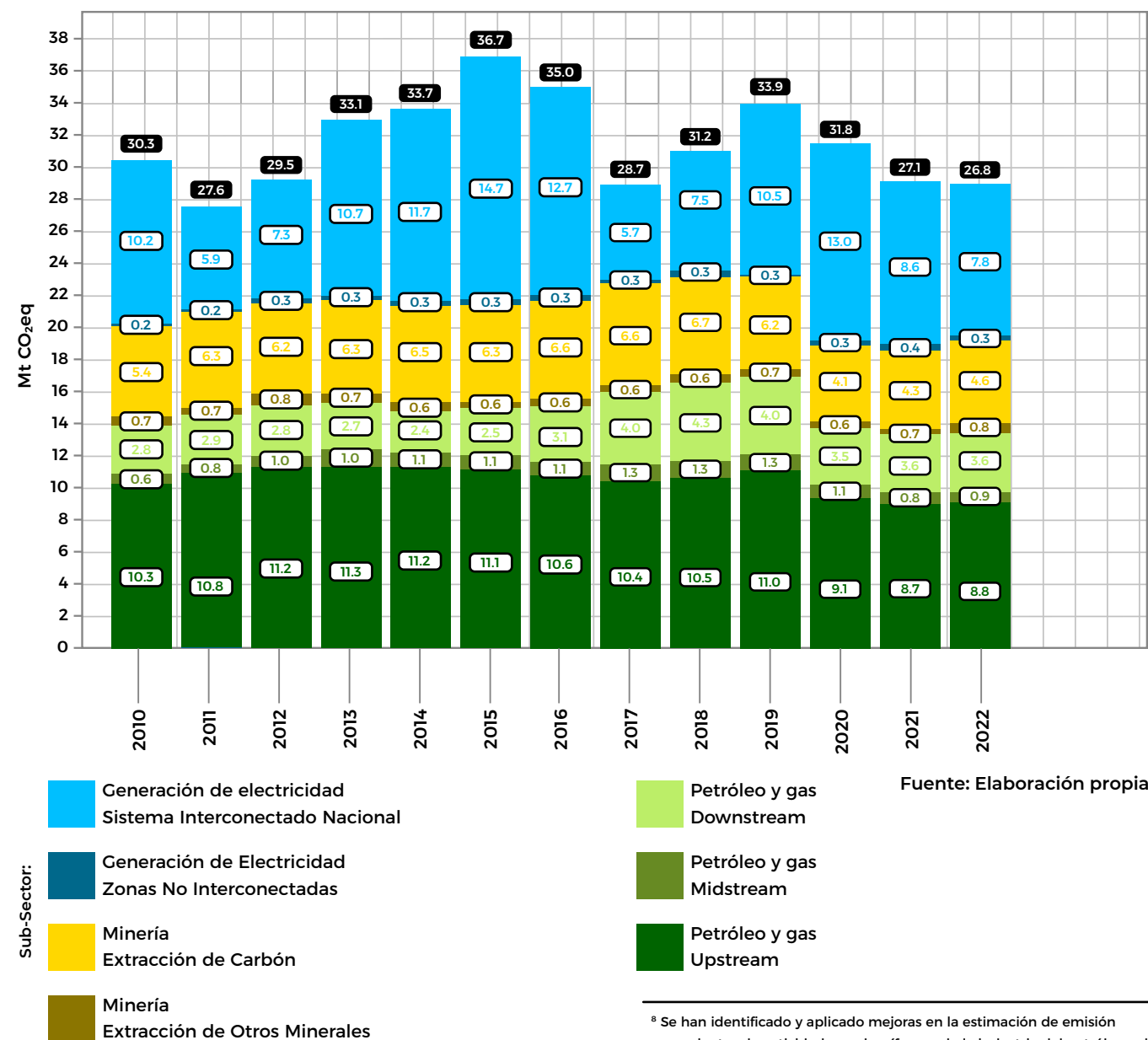
El Gráfico 2 2 y la Tabla 2 8 presentan las emisiones nacionales del sector minero energético del país, al agregar las emisiones departamentales y llevarlas a escala nacional. En el gráfico, las etiquetas blancas indican los valores de las emisiones para cada subsector, expresados en millones de toneladas de CO2 equivalente (Mt CO2eq), mientras que las etiquetas negras en la parte superior de cada barra muestran el total de emisiones del sector para el país, también en Mt CO2eq.

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

energético corresponden a la producción de petróleo y gas natural (upstream) y a la generación de electricidad en el SIN, que en promedio representaron aproximadamente el 64 % de las emisiones para el periodo de 2010 a 2022. En el año 2022, las actividades de petróleo y gas natural acumularon cerca del 50 % de las emisiones del sector, lo que equivale a 13,3 Mt CO2eq, seguidos por la generación de electricidad (tanto en el SIN como en ZNI) con un 30%, lo que equivale a 8,2 Mt CO2eq, y las actividades de minería con un 20 %, equivalente a ~5,3Mt CO2eq. Estos tres subsectores representan la mayor parte de las emisiones del sector minero energético del país.

GRÁFICO 2-2

Emisiones históricas del sector minero energético del país a nivel nacional 2010 - 2022^a



^a 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 2022 se presentan en la Tabla 2.8. El máximo de emisiones registrado en el periodo se reporta en el año 2015 con un valor de 36,7 Mt CO₂eq, seguido de 2016 con 35 Mt CO₂eq y 2019 con 33,9 Mt CO₂eq. Por el contrario, el mínimo de emisiones del periodo se reporta en el año 2022 con un valor de 26,8 Mt CO₂eq, seguido de 2021 con 27,1 Mt CO₂eq y 2011 con 27,6 Mt CO₂eq. Estos datos muestran la variabilidad anual en las emisiones del sector durante el periodo analizado.

TABLA 2-8

En términos porcentuales de variación, los mayores incrementos en las emisiones del sector minero energético se presentaron entre 2012 y 2013 con un 10% de aumento, y entre 2018 y 2019 y 2014-2015 con un aumento cercano al 8%. Por otro lado, en cuanto a las reducciones, se destacan las disminuciones entre 2016 y 2017 con un 22% de reducción, y entre 2020 y 2021 con un 17% de reducción. Estas variaciones reflejan los cambios en las emisiones anuales del sector durante el periodo analizado.

Total de emisiones MtCO₂eq y porcentaje de variación sobre el total anual entre 2010 y 2022

ACTIVIDAD	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Minería Extracción de carbón	5.44	6.34	6.19	6.30	6.48	6.35	6.55	6.63	6.66	6.18	4.14	4.32	4.64
Minería Extracción de otros minerales	0.75	0.65	0.77	0.75	0.63	0.60	0.57	0.57	0.64	0.65	0.58	0.68	0.77
Petróleo y gas Downstream	2.83	2.88	2.81	2.69	2.41	2.53	3.11	3.96	4.26	4.04	3.52	3.59	3.58
Petróleo y gas Midstream	0.63	0.76	0.96	1.04	1.08	1.08	1.09	1.25	1.26	1.27	1.14	0.85	0.85
Petróleo y gas Upstream	10.25	10.80	11.25	11.29	11.17	11.10	10.62	10.40	10.50	10.98	9.08	8.75	8.84
Sistema Interconectado Nacional Embalses	0.02	0.02	0.00	0.00	0.00	0.05	0.14	0.14	0.15	0.23	0.21	0.23	0.23
Sistema Interconectado Nacional Combustión	10.13	5.89	7.28	10.71	11.67	14.67	12.60	5.53	7.38	10.24	12.83	8.33	7.58
Zonas No Interconectadas	0.20	0.23	0.27	0.27	0.29	0.33	0.34	0.26	0.33	0.32	0.30	0.36	0.34
Total	30.26	27.56	29.54	33.05	33.73	36.69	35.02	28.74	31.17	33.91	31.81	27.10	26.83
Variación	-	-10%	7%	11%	2%	8%	-5%	-22%	8%	8%	-7%	-17%	-1%

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)

Entre 2010 y 2022, 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 periodo analizado. Por otro lado, las categorías menos representativas en términos de emisiones son las 1A2b, 1A2i, 2C2, 2B8b y la 3B4a, las cuales contribuyen en menor medida a las emisiones totales del sector durante el mismo periodo.

Entre los años 2015 y 2022, se observan cambios significativos en los porcentajes de emisión por fuente, de acuerdo con la desagregación IPCC. La

categoría 1A1a, correspondiente al uso de combustibles para generación de energía eléctrica, redujo su participación del 40,8% al 29,5%, 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 pasando de un 6,7% en 2015 a un 13,1% en 2022.

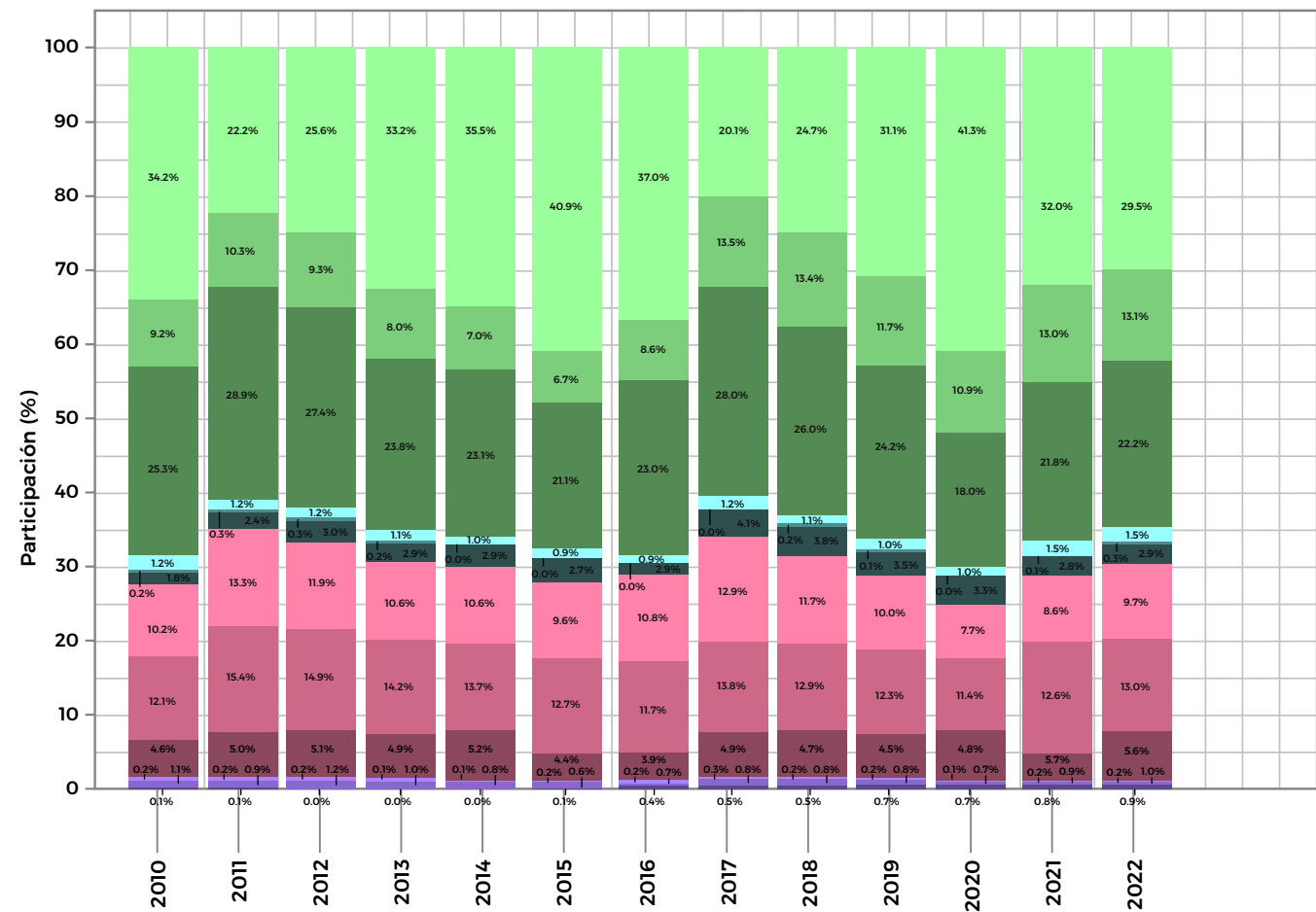
En cuanto a la categoría 1A1c Fabricación de combustibles sólidos y otras industrias energéticas, se evidenció un leve aumento. Entre 2015 y 2022, sin embargo, en 2016 alcanzó una participación máxima de 28%.

La categoría 1B1a Minería carbonífera y manejo de carbón. En la serie histórica bajo estudio alcanzó su participación máxima en 2011 con un 13,3% y su valor mínimo en 2020 con 7,7%. En cuanto a las emisiones fugitivas de Petróleo y gas Natural, han alcanzado su participación máxima en las emisiones de la cartera minero-energética durante los años 2011 y 2012, con participaciones del orden del 20%.

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

GRÁFICO 2-3

Distribución porcentual de emisiones totales entre 2010 y 2022 del sector minero energético por categoría IPCC



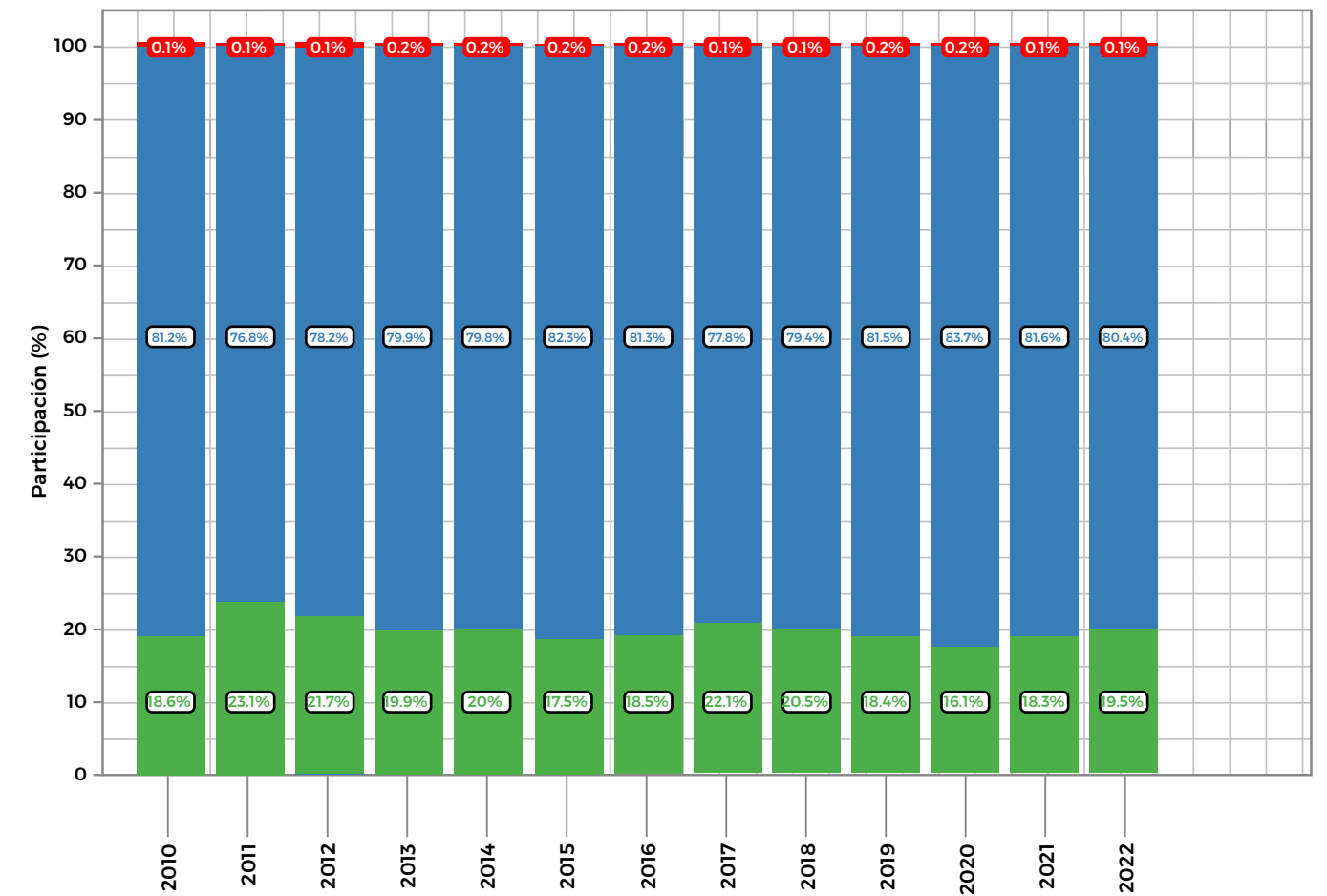
Fuente: Elaboración propia



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, en el periodo 2010 -2022 para el sector minero-energético, las emisiones de CO2 representan alrededor del 80,39%, seguidas por el CH4 con un 19,46%, y finalmente, el N2O con un 0,15% (ver Gráfico 2-4). La mayor participación de metano en algunos años está relacionada con una mayor participación de emisiones fugitivas en las emisiones sectoriales.

GRÁFICO 2-4

Distribución porcentual de emisiones totales entre 2010 y 2022 del sector minero energético por tipo de GEI



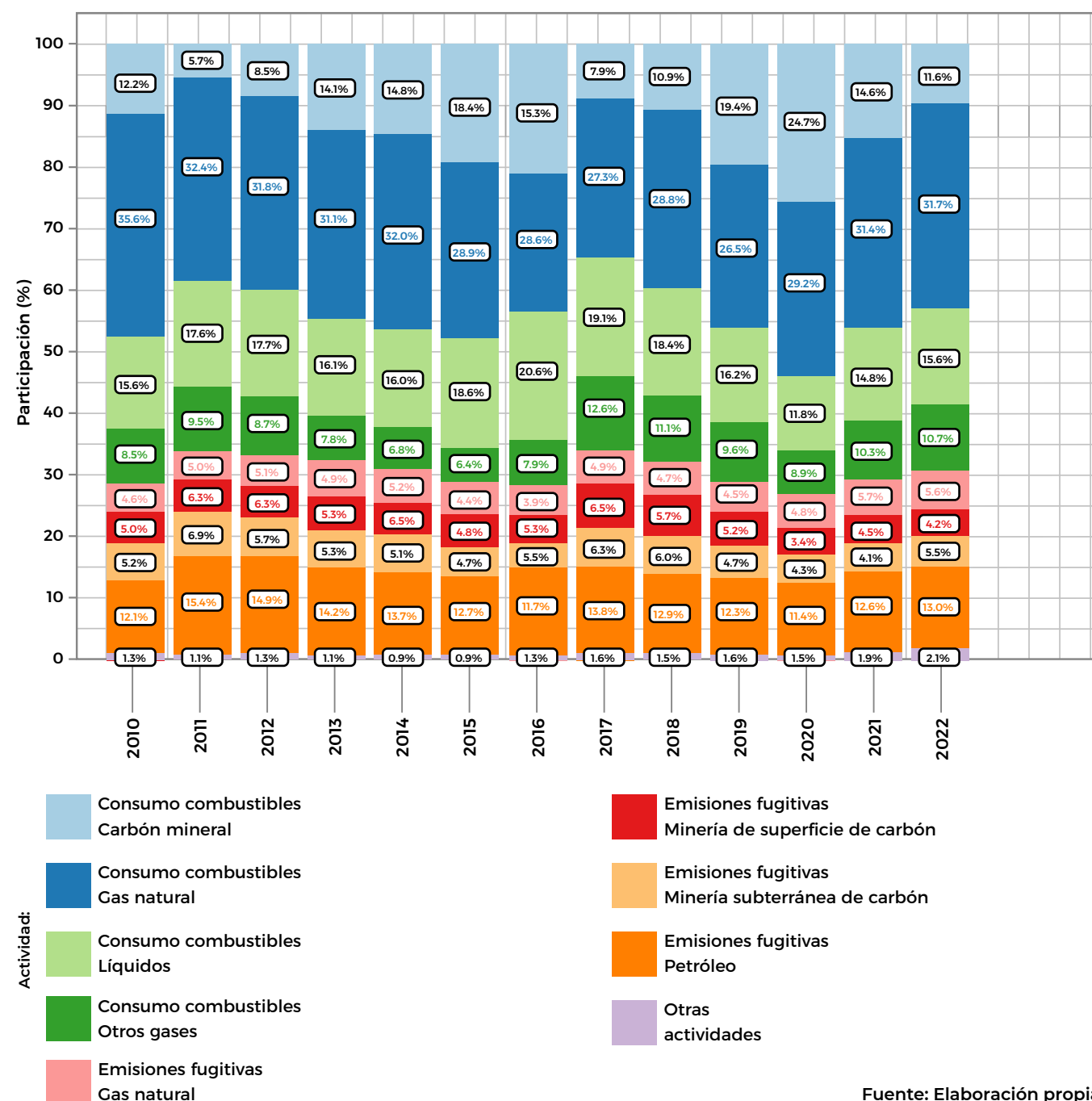
Fuente: Elaboración propia



En cuanto a las actividades específicas del sector que generan emisiones de GEI (Gráfico 2 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 70,2% de las emisiones, seguido de las emisiones fugitivas relacionadas con el petróleo y gas, con una participación del 17,9%. Asimismo, las emisiones fugitivas derivadas de la producción de carbón han contribuido con un 10,6%, 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 2-5

Distribución porcentual de emisiones totales entre 2010 y 2022 del sector minero energético por actividades principales



Fuente: Elaboración propia

2.4.2 SITUACIÓN ACTUAL DE LAS EMISIONES DEL SECTOR

Para el año 2022, se estima que las emisiones contabilizadas por el MME alcanzaron un valor de 26,8 Mt CO₂eq. De este total, el 29% 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 17,3 % de las emisiones corresponden a la minería de carbón, y el 2,9% 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 32,9% de las emisiones se atribuyen al subsector de upstream (producción

de petróleo y gas), el 3,2% a midstream (transporte y almacenamiento), y el 13,3% a downstream (refinación). (ver Gráfico 2.2).

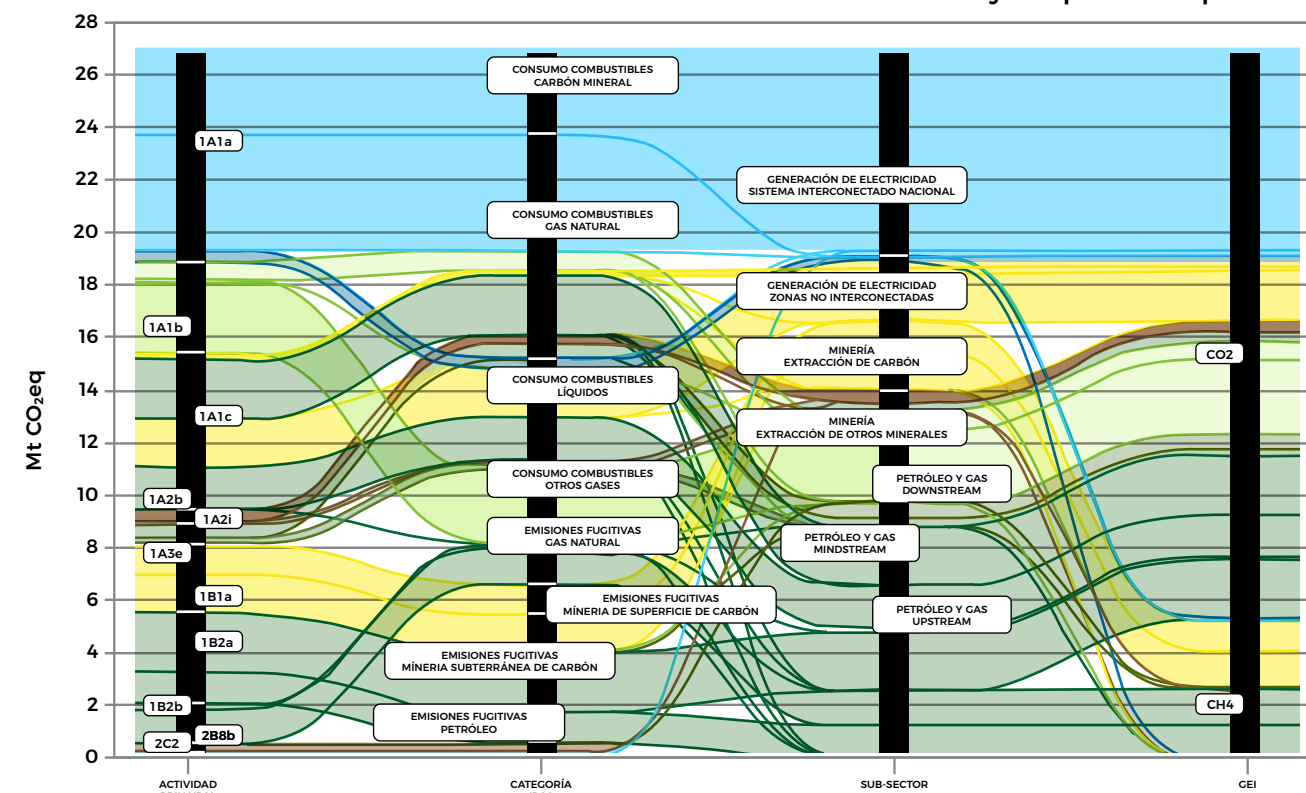
Se presenta un diagrama de Sankey que ilustra cómo se relacionan las emisiones de diferentes subsectores dentro del sector minero energético en Colombia con cada una de las categorías definidas por la metodología IPCC 2006. En la figura se observa que el sector tiene un gran aporte de emisiones debido al consumo de combustibles, seguido por las emisiones fugitivas y otras emisiones en menor escala relacionadas

GRÁFICO 2-6

con embalses y los procesos de producción de etileno y ferroaleaciones.

En dicho gráfico también se destaca que para el año 2022 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 por procesos de combustión.

Relación entre las emisiones del sector con las actividades principales, las categorías IPCC 2006 y el tipo de GEI para el 2022



Fuente: Elaboración propia

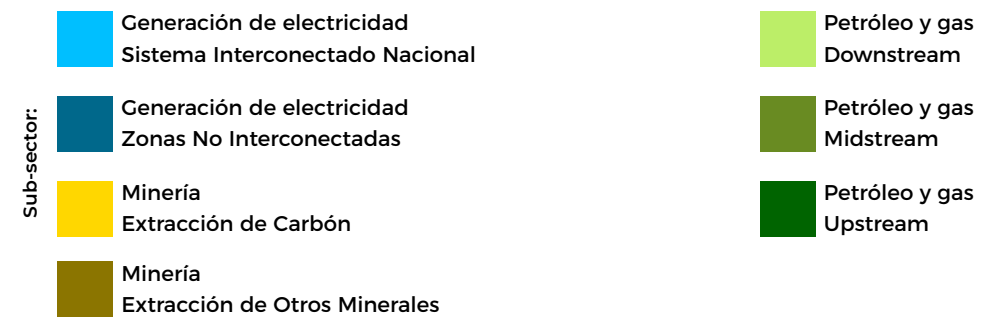
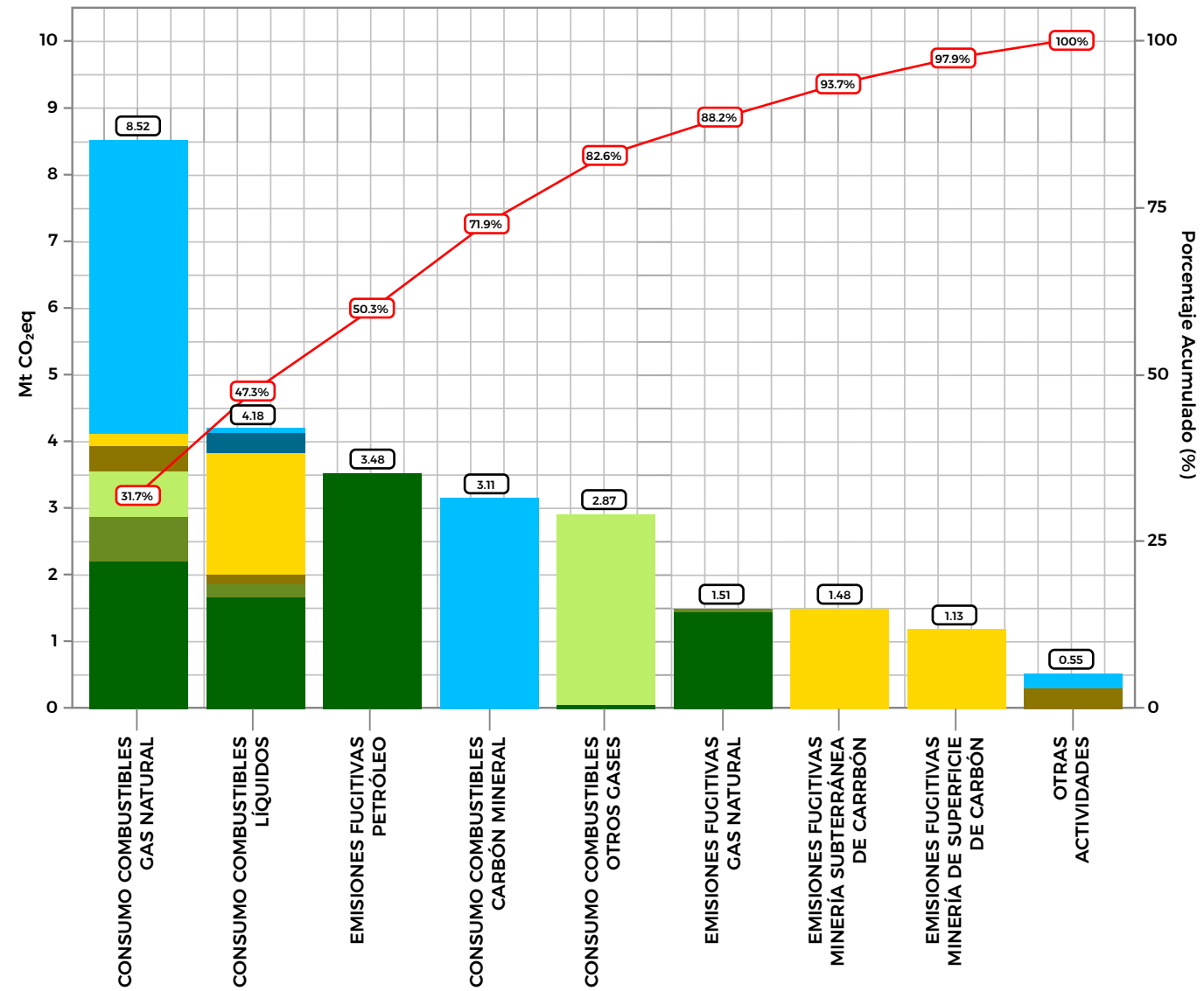
Al analizar las emisiones por las actividades principales del sector minero energético, se observa que el 95 % de las emisiones están asociadas al consumo de combustible de gas natural, carbón mineral, líquidos y otros gases combustibles⁹, así como a las emisiones fugitivas derivadas de la extracción de petróleo, gas natural y carbón de minería de superficie (ver). Las emisiones más significativas del sector se concentran en el consumo de gas natural, con un total de 8,52 Mt CO₂eq, y en el consumo de carbón mineral con 3,1 Mt CO₂eq.

En cuanto a la distribución de las emisiones por departamentos para el año 2022, los departamentos con mayor aporte en emisiones al sector son Meta, Casanare, Santander, La Guajira, Córdoba, Atlántico, Bolívar, Cesar, Boyacá, Norte de Santander, Antioquia y Cundinamarca. Estos departamentos concentran alrededor del 90 % de las emisiones totales del sector (ver).

⁹ Otros gases combustibles como Off - Gas y Gas de refinación

GRÁFICO 2-7

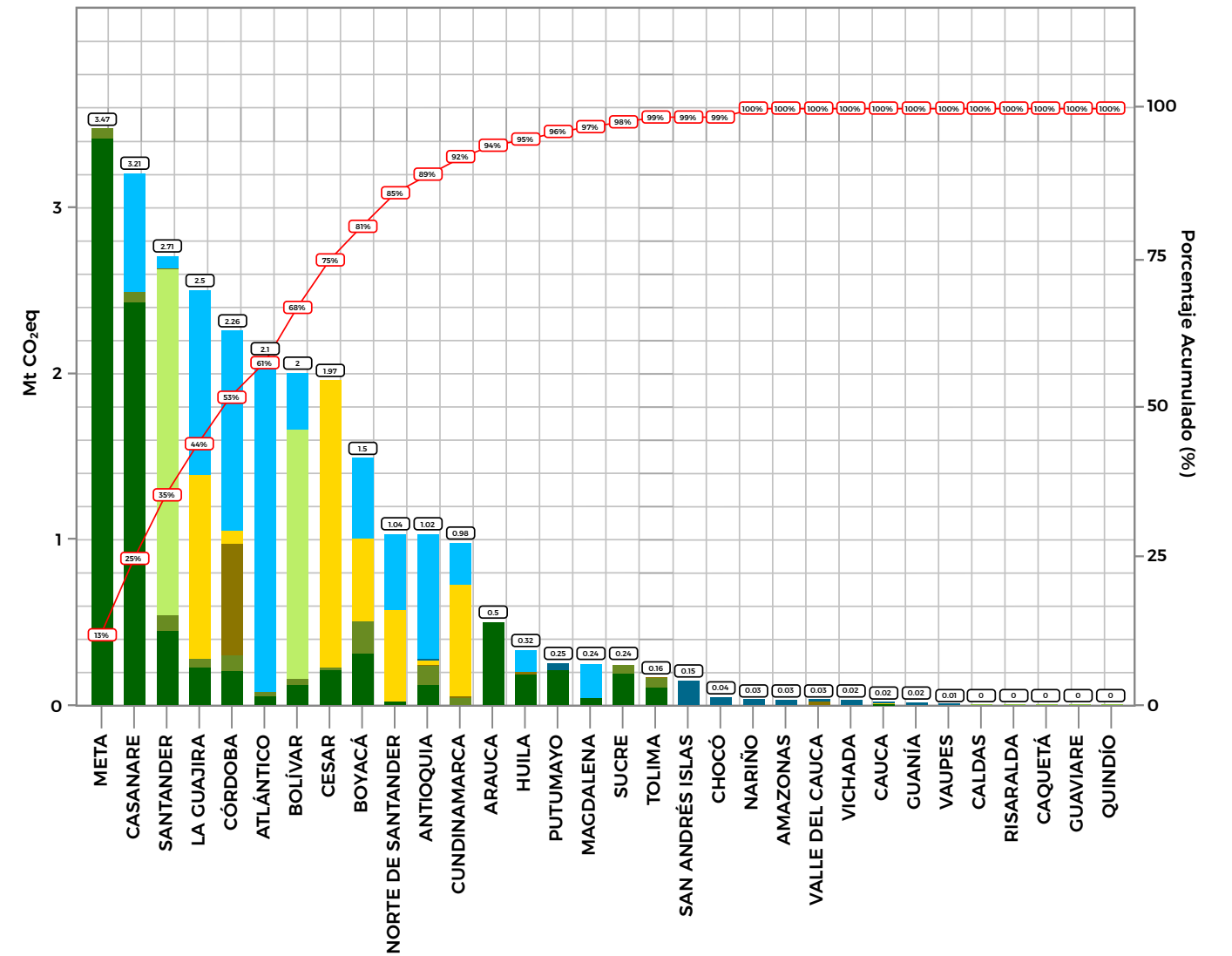
Diagrama de Pareto de emisiones GEI por actividad principal del sector para el 2022



Fuente: Elaboración propia

GRÁFICO 2-8

Diagrama de Pareto de emisiones GEI por departamento para el 2022



Fuente: Elaboración propia



Complementando el reporte de resultados, se realizó la estimación de emisiones de GEI por departamentos para el año 2022. En el Mapa 2 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 2 2). Los departamentos de Atlántico, Córdoba, Guajira y Antioquia son los más representativos acumulando cerca del 65 % del total asociado a esta actividad; mientras que, los departamentos de Santander y Valle del Cauca representan menos del 1 %.

♦ Zonas No Interconectadas (ZNI): acumulan el 1,0 % de las emisiones nacionales (ver Mapa 2 3). Los

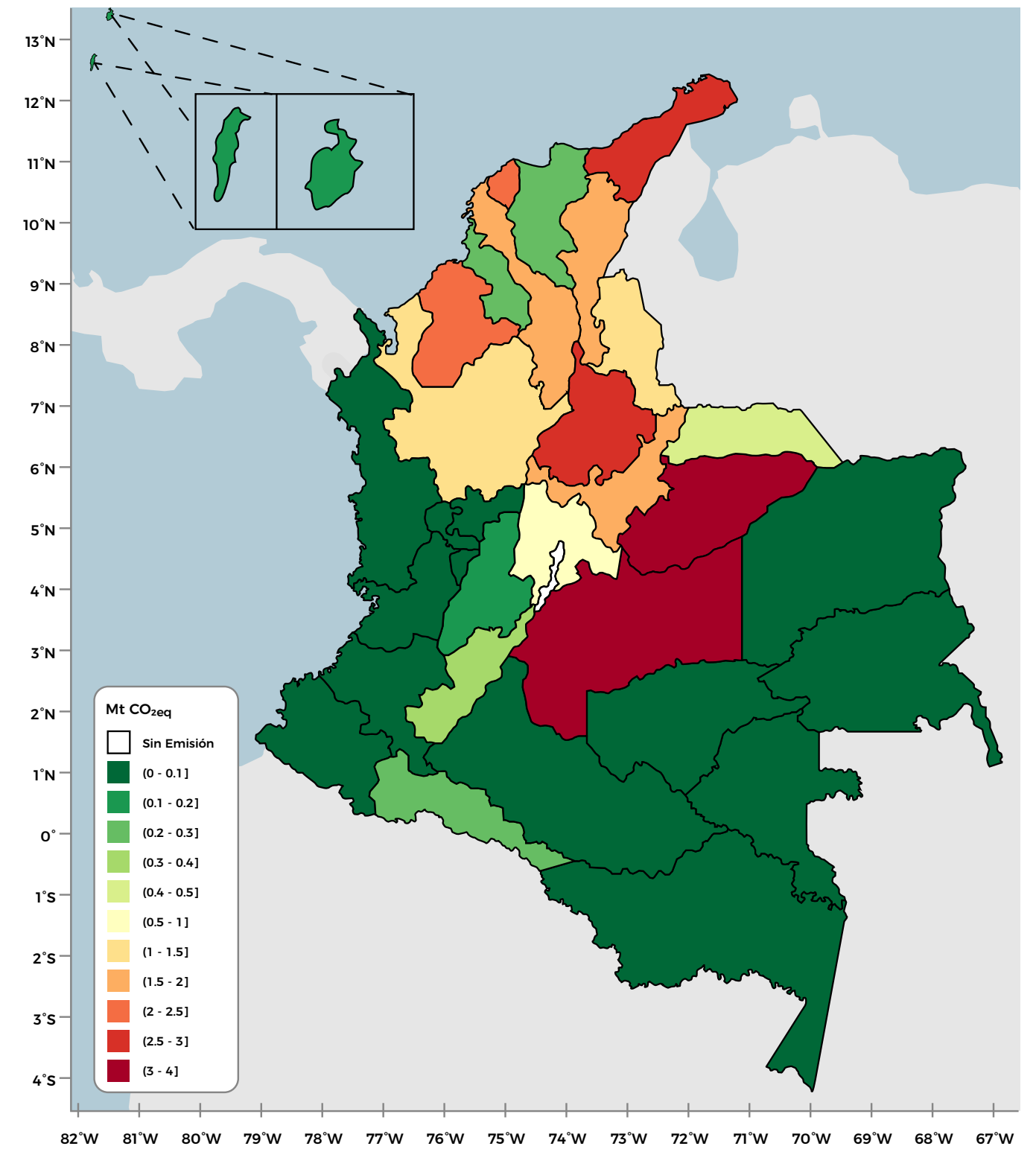
departamentos de Amazonas, Chocó y el Archipiélago de San Andrés y Providencia representan más del 65 % del total acumulado en estas zonas; mientras que, los departamentos de Guaviare y Bolívar representan el 0,7 %.

♦ Minería: representa cerca del 17 % de las emisiones del sector minero energético en Colombia (ver Mapa 2 4). La mayor acumulación se presenta en el departamento del Cesar con aproximadamente el 32 % del total de la actividad minera del país; Los departamentos de Cesar, La Guajira, Córdoba, Cundinamarca, Norte de Santander y Boyacá concentran el 98% de las emisiones para este subsector.

♦ Petróleo y gas: el desarrollo de estas actividades representa cerca del 50 % de las emisiones del sector en el contexto nacional (ver Mapa 2 5). En este sentido, cerca del 780 % de las emisiones de la actividad del sector hidrocarburos son generadas en los departamentos de Meta, Santander, Casanare, Bolívar y Boyacá. Por su parte, los departamentos de Caldas, Cauca y Nariño tan solo aportan el 0,05 % de las emisiones.

MAPA 2-1

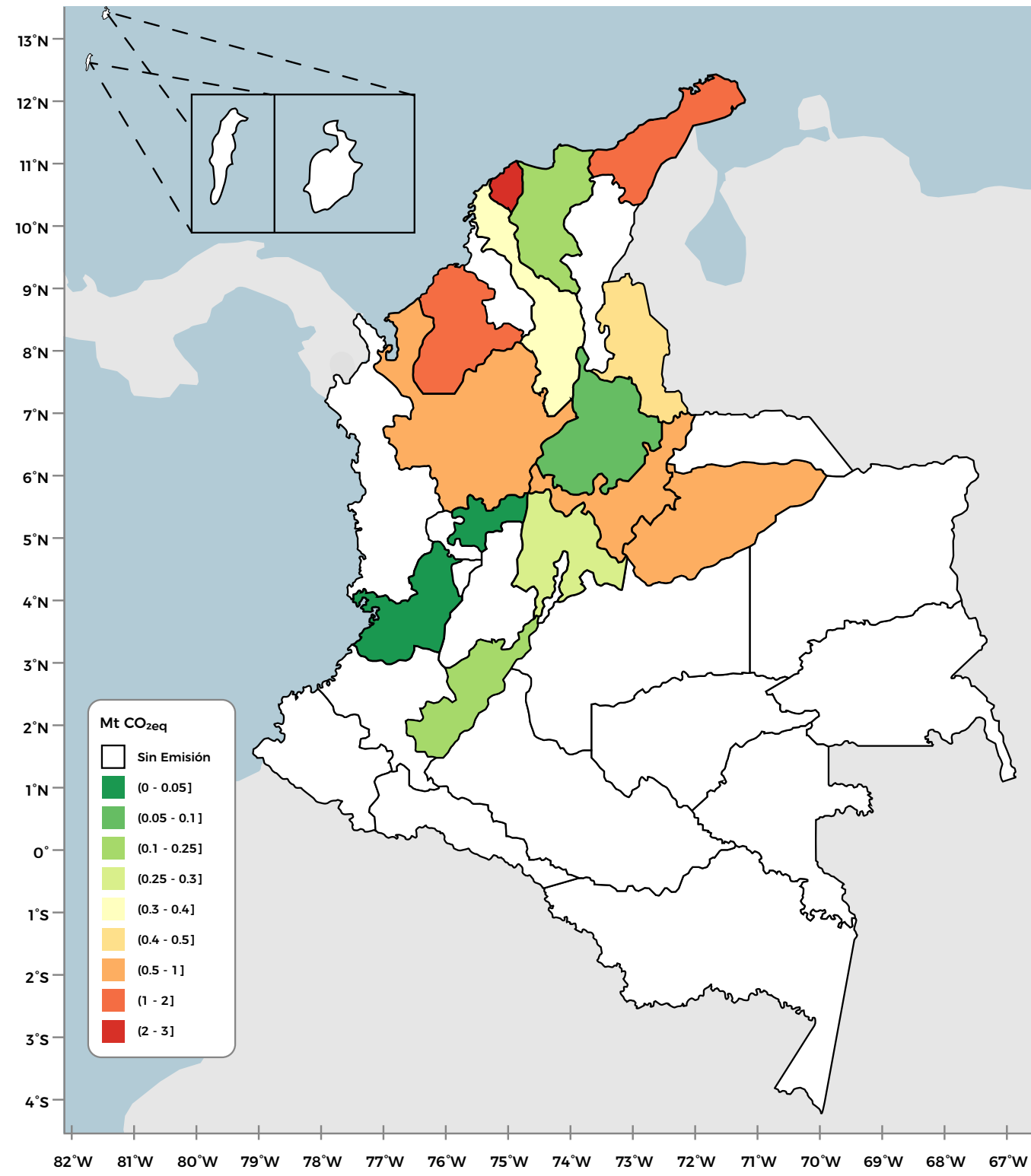
Total de emisiones de GEI del sector minero energético por departamento para el 2022



Fuente: Elaboración propia

MAPA 2-2

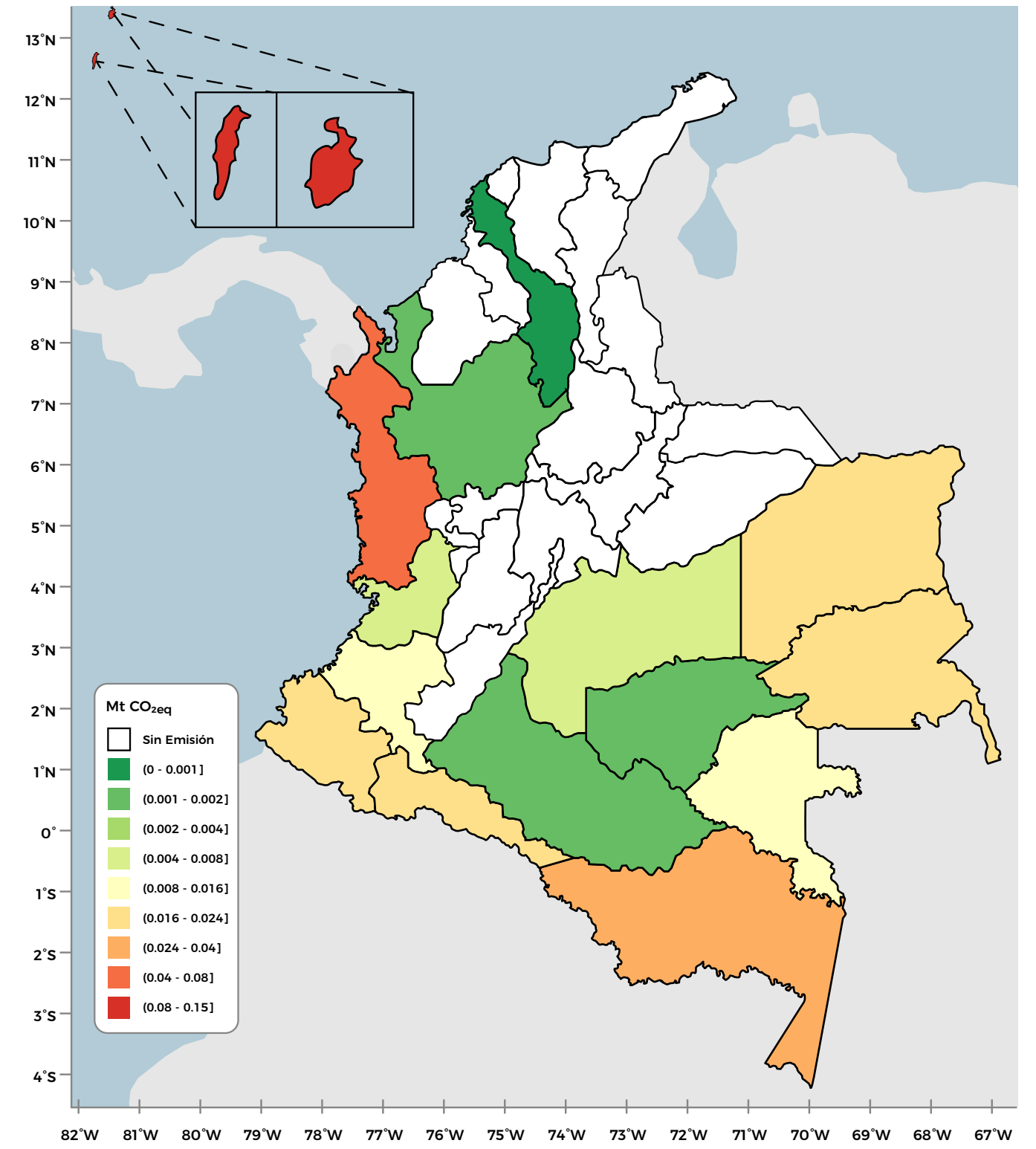
Emisiones de GEI asociadas al Sistema Interconectado Nacional por departamento para el 2022



Fuente: Elaboración propia

MAPA 2-3

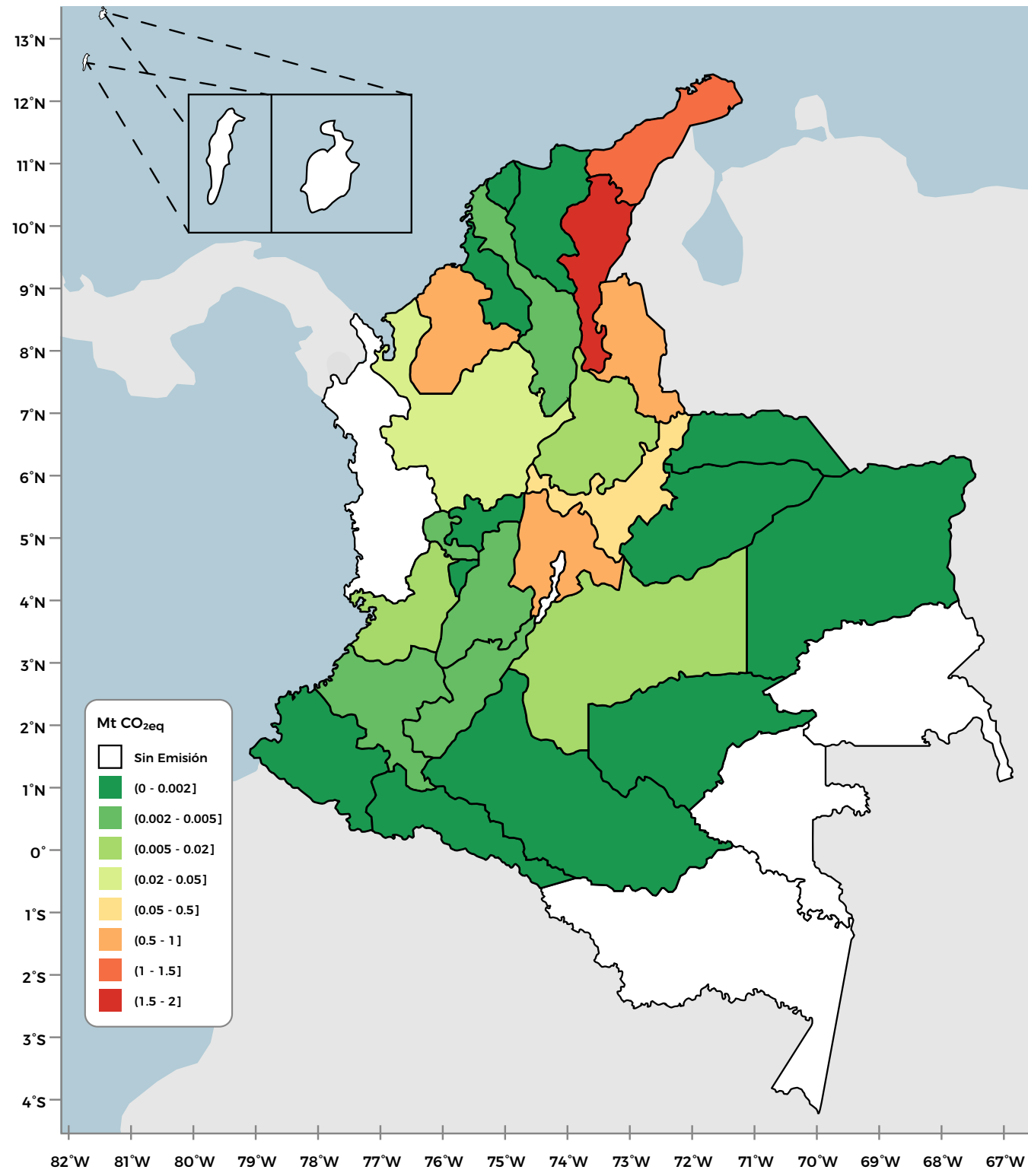
Emisiones de GEI en las zonas no interconectadas (ZNI) por departamento para el 2022



Fuente: Elaboración propia

MAPA 2-4

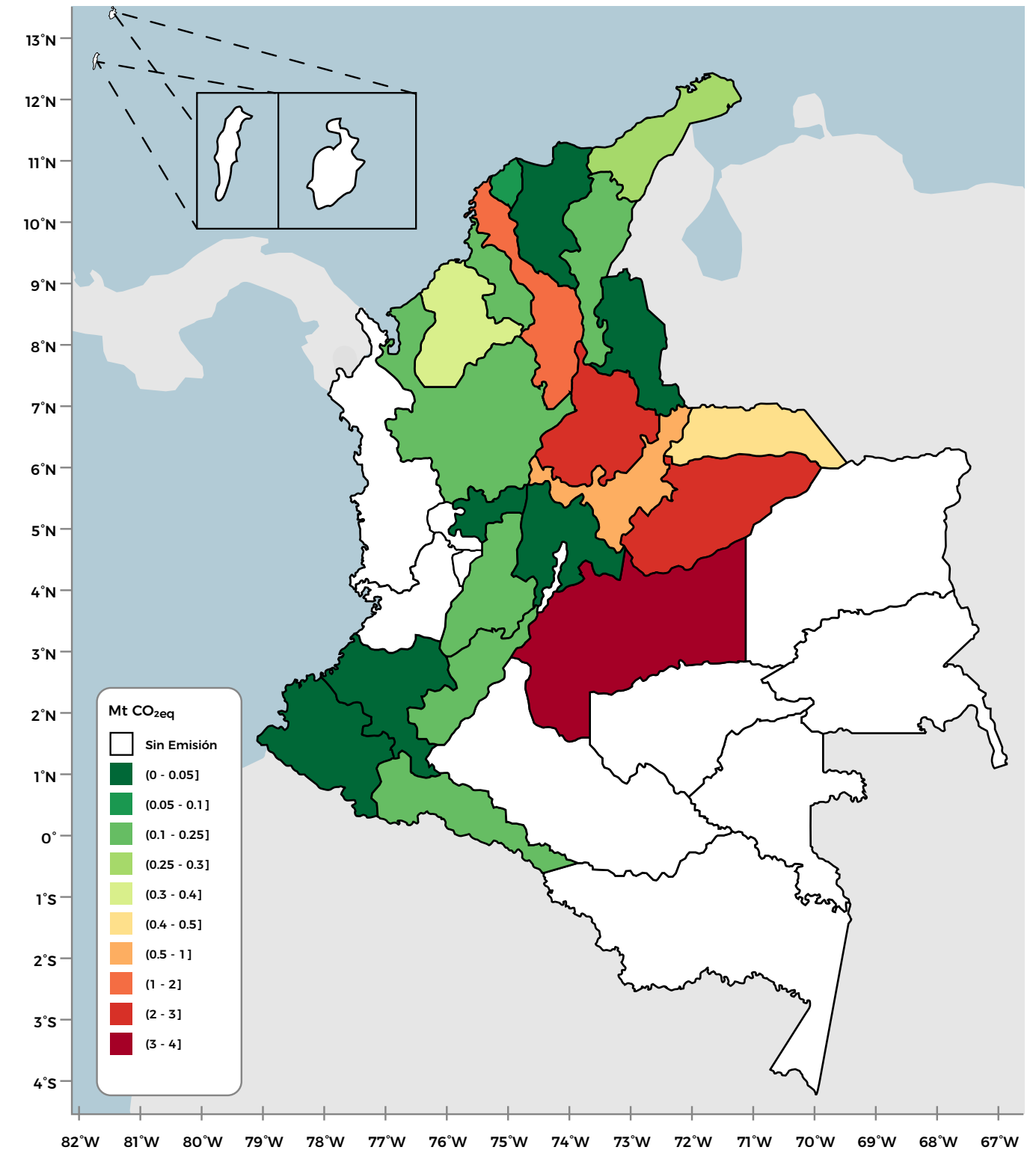
Emisiones de GEI por actividades mineras por departamentos para el 2022



Fuente: Elaboración propia

MAPA 2-5

Emisiones de GEI en las zonas no interconectadas (ZNI) por departamento para el 2022



Fuente: Elaboración propia

2.5 DEFINICIÓN DE LA LÍNEA BASE DEL MRVME

A continuación, se comparan los 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. Se ofrece 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 2.9.

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 LEAP, para estimar las proyecciones tanto de la línea base como de la proyección de las medidas de mitigación a nivel nacional, en la Tabla 2.9 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 información 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 información 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 de generación de Energía 2016, 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 GEI 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, diferencia que ha sido compartida

¹⁰ <https://www.sei.org/projects-and-tools/tools/leap-long-range-energy-alternatives-planning-system/>



TABLA 2-9

Líneas base del sector y reportes de emisiones en Mt CO₂eq

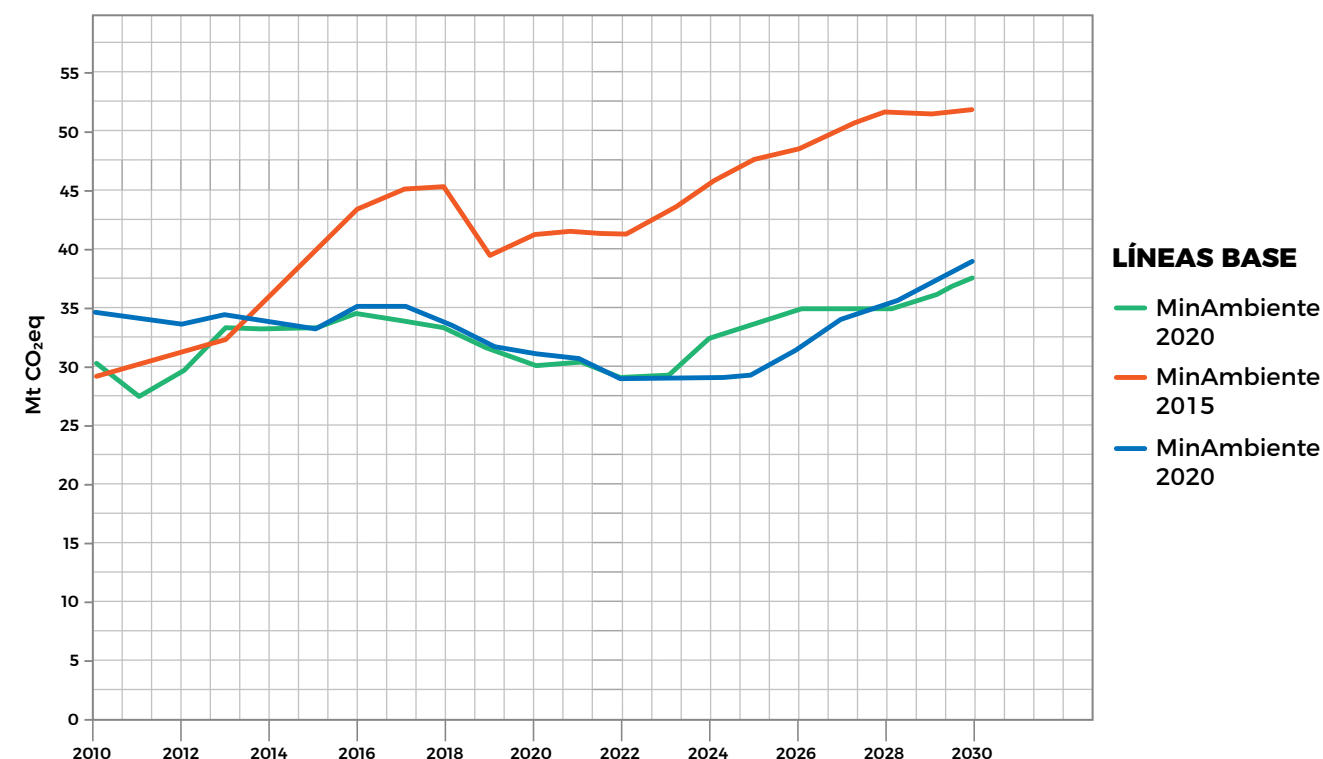
AÑO	LÍNEA BASE			ESCENARIOS MITIGACIÓN			REPORTES HISTÓRICOS		
	LÍNEA BASE MINAMBIENTE 2015	LÍNEA BASE MADS 2020 [R]	LÍNEA BASE MADS 2020 [R]	MME 2020 [ESCO]	MINAMBIENTE 2020 [M1]	MINAMBIENTE 2020 [M3]	REPORTE INCEI [BUR2]*	REPORTE BUR 3*	TERCER REPORTE MME
2010	29,40	30,71	35,10	35,10	30,71	30,71	26,41	32,06	30,26
2011	30,21	27,72	34,84	34,84	27,72	27,72	23,10	29,16	27,56
2012	31,64	29,78	34,18	34,18	29,78	29,78	24,61	31,13	29,54
2013	32,89	33,70	35,00	35,00	33,70	33,70	31,01	34,63	33,05
2014	36,63	33,89	34,34	34,34	33,73	34,63	31,38	35,42	33,73
2015	41,08	33,85	33,78	31,86	36,81	36,21	-	37,01	36,69
2016	45,07	35,12	35,97	34,21	35,47	33,50	-	37,46	35,02
2017	46,87	34,62	35,88	34,13	35,11	33,09	-	31,37	28,74
2018	47,20	33,75	34,32	31,36	34,00	32,41	-	33,67	31,17
2019	40,67	31,79	32,40	29,62	33,60	31,74	-	-	33,91
2020	42,72	30,29	31,50	28,30	30,41	29,71	-	-	31,81
2021	42,93	30,58	31,22	27,29	31,41	29,68	-	-	27,10
2022	42,54	29,14	29,20	27,88	28,57	26,94	-	-	26,83
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 corresponde 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

GRÁFICO 2-9

Comparación de escenarios de línea base con la estimación del reporte entre 2010 y 2030



Fuente: Elaboración propia basada en referencias citadas en el texto explicativo

Como se evidencia en el Gráfico 2 9, hay notables diferencias entre las proyecciones hechas por MinAmbiente en 2015 y la actualización realizada por el MME en 2020 respecto a las emisiones del sector minero energético para 2030. En la proyección de MinAmbiente en 2015 se incluyeron emisiones adicionales, como la producción de coque, que no fueron consideradas 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 ajustar los factores utilizados en las modelaciones de la línea base en la actualización de MinAmbiente en 2020. Esto podría haber contribuido a los valores inferiores de emisiones estimados en esa actualización. En conclusión, las diferencias en las metodologías y enfoques utilizados por ambos ministerios pueden haber causado divergencias en los resultados de las estimaciones de emisiones para el sector minero energético en 2030.

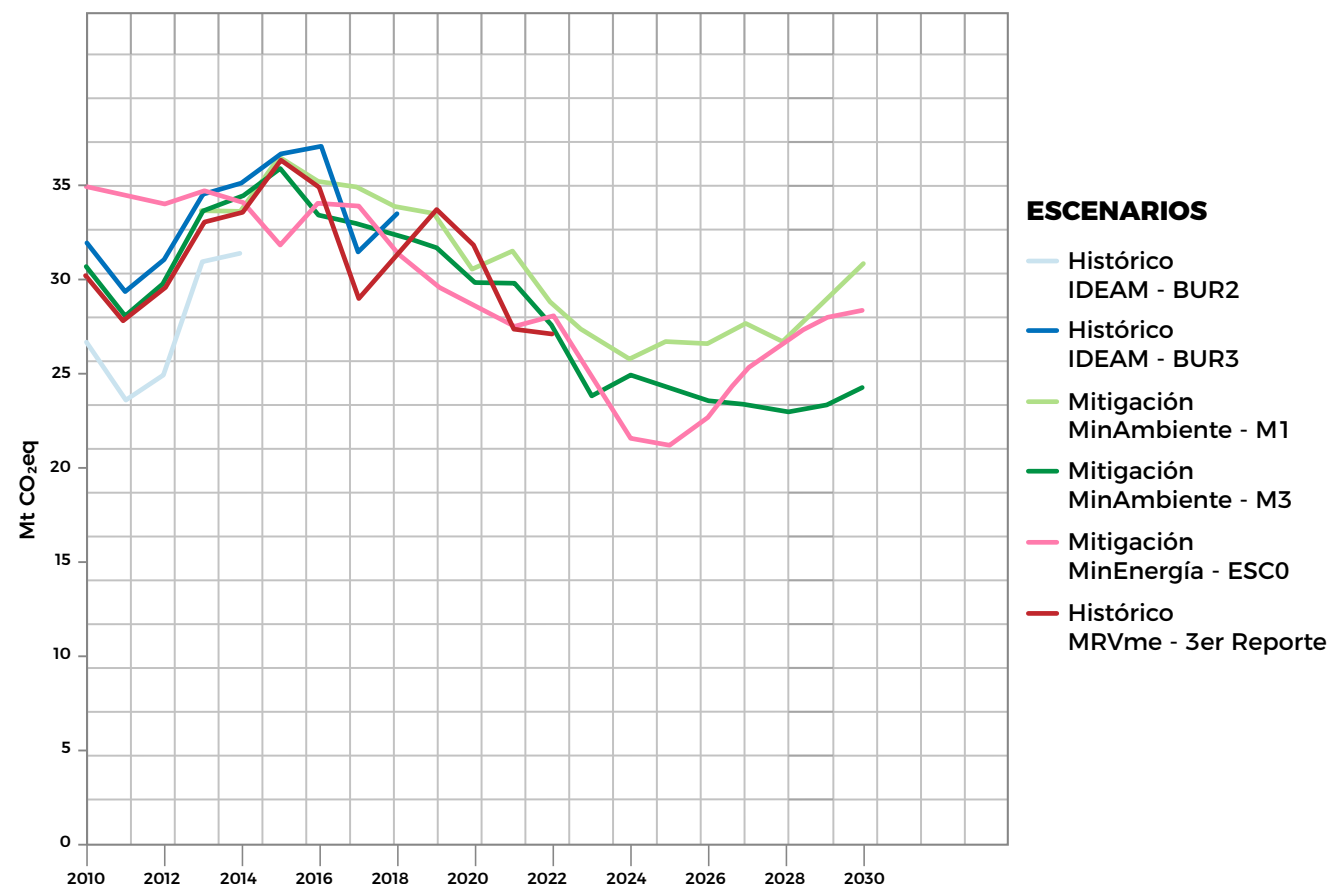
Como se puede observar en el Gráfico 2 2, la información histórica sobre las emisiones del

sector hasta 2015 mostraba una tendencia creciente, sin embargo, al no considerar las emisiones del período 2015-2021, es probable que la proyección de la línea base sobreestime las emisiones del sector para 2030. En cuanto a las líneas base elaboradas por el MME en 2020 y la actualización realizada por MinAmbiente, se observan similitudes en los valores de las emisiones del sector.

Durante el período 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 hasta 2030 durante la construcción de las líneas base.

GRÁFICO 2-10

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 2 10) muestra que las emisiones del sector han variado entre los valores de los diferentes escenarios de mitigación propuestos por diversas fuentes.

A partir del año 2015, se observan divergencias en los escenarios de mitigación planteados. En la mayoría de estos escenarios, se proyecta un pico máximo en las emisiones del sector para ese año, independientemente de si se esperan aumentos en el futuro. Esto sugiere que, en general, se prevé una reducción significativa de las emisiones a partir de ese punto, aunque puedan presentarse fluctuaciones en los niveles de emisiones posteriormente.

Entre los años 2016 y 2019, aunque hubo un aumento en las emisiones del sector minero energético, estos niveles nunca superaron los valores registrados en el año base. Con respecto 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 ambos casos, lo que ha influido en las discrepancias en las estimaciones de emisiones entre ambos informes. Sin embargo, se ha trabajado con el equipo encargado del INGEI para subsanar estas diferencias en las próximas comunicaciones de cambio climático nacionales.



2.6 AVANCE DE LAS EMISIONES CON RESPECTO A LAS METAS DE MITIGACIÓN DE GEI

Con el fin de entender mejor la evolución de las emisiones del sector minero energético y su comportamiento a 2022, se presenta el Gráfico 2 12, en el que se comparan las emisiones históricas por subsector, la línea base planteada por el MME y la trayectoria del escenario ESC0 de mitigación.

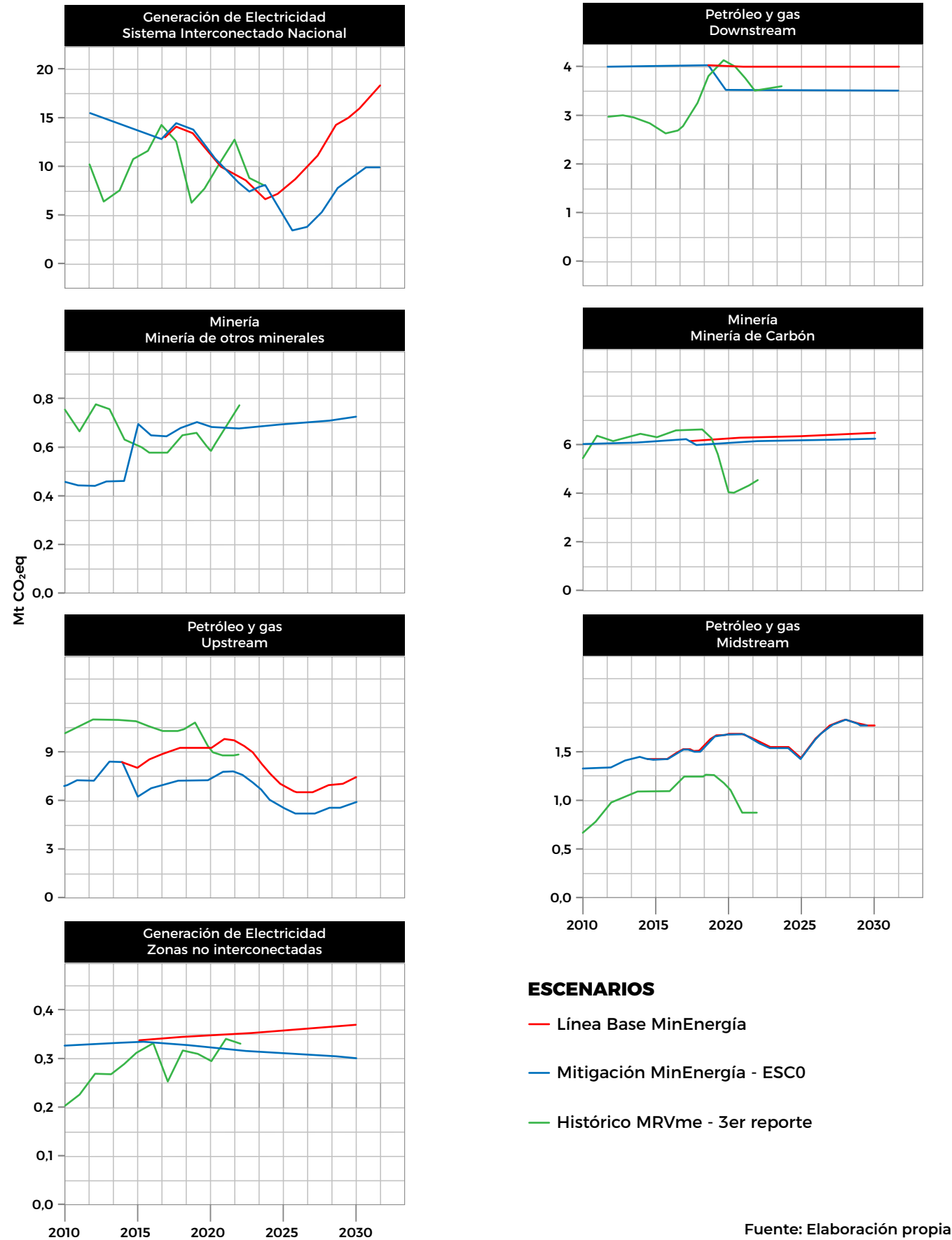
En cuanto a la generación de energía, tanto en el SIN como en las ZNI los valores para el 2022 fueron cercanos a las líneas base proyectadas por el MME. En el caso del SIN, se destaca que la línea base proyecta un mínimo de emisiones para el año 2022, a partir de la cual se empezara a evidenciar un crecimiento de las mismas. Lo anterior hace clave el seguimiento posterior de las emisiones de este subsector dado que permitirá verificar si las acciones que se han implementado por el momento representan reducciones frente a la línea base propuesta. Respecto a las ZNI se evidencia que el nivel de emisiones a 2022 se encuentra en el intervalo de emisiones predicho por la línea base y el escenario de mitigación ESC0.

En la minería de carbón, hasta el 2019 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 ESC0 del PIGCCme 2050, las emisiones históricas permiten identificar que en 2020 se presentó un mínimo y desde entonces las emisiones del sector han tenido un comportamiento creciente; por otro lado, las emisiones generadas por la minería de otros minerales no tuvieron medidas de mitigación en el ESC0 motivo por el cual la línea base y el escenario de mitigación tienen el mismo valor en este análisis; aun así, las emisiones estimadas para los años 2021 y 2022 coinciden con aquellas predichas por la línea base.

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 en la línea base, y solo a partir del 2021 las emisiones históricas fueron menores a la línea base. Desde el 2021 las emisiones han estado por debajo de la línea base, pero por encima del ESC0; 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, sin embargo, desde 2022 presenta un comportamiento creciente.

GRÁFICO 2-11



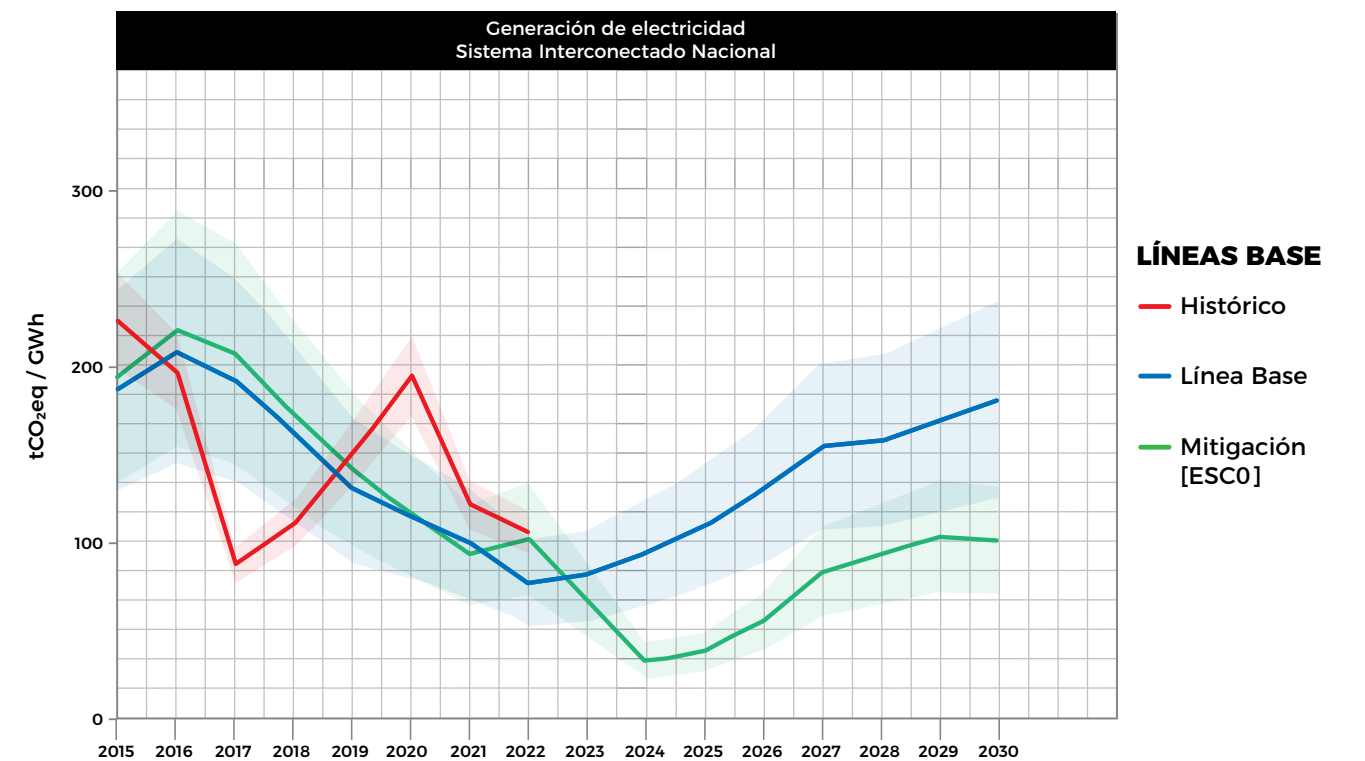
Adicionalmente, se realizan gráficos que muestran la relación entre las emisiones por unidad de producción propia de cada subsector, para determinar si a nivel sectorial se ha logrado aumentar la producción de energía o minerales mientras se reduce la cantidad de emisiones generadas. Estos gráficos se elaboran ponderando todas las emisiones anuales del subsector y dividiéndolas por la cantidad de producción propia del sector en ese año.

El Gráfico 2 13 muestra las emisiones por cada GWh generado en el SIN. Se evidencia que entre el

2020 y el 2022 se ha presentado un comportamiento decreciente de las emisiones por GWh generado, alcanzando incluso valores similares a los estimados para el ESC0 en el año 2022. Se destaca que el descenso entre 2021 y 2022 en el valor de la intensidad no fue tan pronunciado como lo fue en el caso de 2020 a 2021. El decrecimiento está relacionado con la reducción que hubo en 2022 en generación con fuentes fósiles y el aumento del aporte porcentual de generación eléctrica por fuentes hídricas y FNCER que se ha presentado desde el 2020.

GRÁFICO 2-12

Emisiones por unidad de generación del subsector de generación de energía eléctrica SIN



Fuente: Elaboración propia

De acuerdo con los datos suministrados por la Agencia Europea de Medio Ambiente (EEA)¹¹ en el año 2023, la intensidad de emisiones promedio de la Unión Europea (UE) fue de 251 t CO₂eq/GWh en 2022. En el 2022 Colombia obtuvo un valor cercano a 100 t CO₂eq/GWh, lo cual está relacionado con la alta participación de la generación hidroeléctrica y la creciente generación a través de FNCER. Dentro de la UE los valores de intensidad pueden variar abruptamente entre diferentes países; en el mismo reporte de EEA se menciona que Suecia, Italia, Alemania y Polonia alcanzaron valores

respectivamente de 7, 252, 366 y 666 t CO₂eq/GWh en 2022. 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. Realizando la comparación con países de la región, la intensidad de Chile¹² y Costa Rica¹³ para 2022 fue de 238 y 5,34 t CO₂eq/GWh.

¹¹ <https://www.eea.europa.eu/en/analysis/indicators/greenhouse-gas-emission-intensity-of-1>

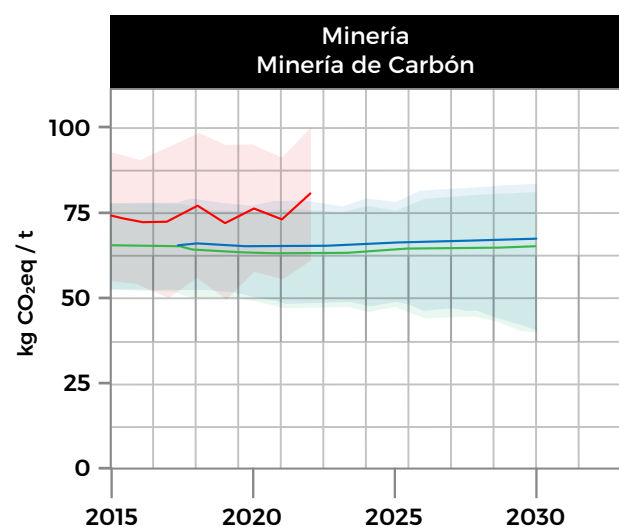
En cuanto a las emisiones por unidad de generación del sector de minera de carbón, se evidencia un comportamiento anual fluctuante del valor de la intensidad. Se destaca que las emisiones por unidad de generación aumentaron entre 2021 y 2022. A pesar de la disminución desde 2010 de la producción de carbón nacional, la intensidad de las emisiones ha aumentado, indicando que el proceso se ha vuelto más intensivo en energía por tonelada de carbón extraído y que dicha energía se ha provisto por fuentes fósiles. Durante el 2022 se obtuvo el valor más alto de este indicador en la serie histórica para la minería de carbón. Respecto a la intensidad derivada de las emisiones fugitivas de carbón, este valor presentó un máximo en 2022 con un valor cercano a los 43 kgCO₂ eq/t. Este cambio está relacionado con la disminución en la producción de las diferentes cuencas del país. Las emisiones de metano derivadas de la actividad de minería alcanzaron un valor de 2,5 MtCO₂eq para 2022, alcanzando niveles de emisiones para esta fuente similares a los de la India según datos del IEA¹⁴.

Los valores de esta intensidad varían ampliamente en la literatura debido a las diferentes características de las minas que

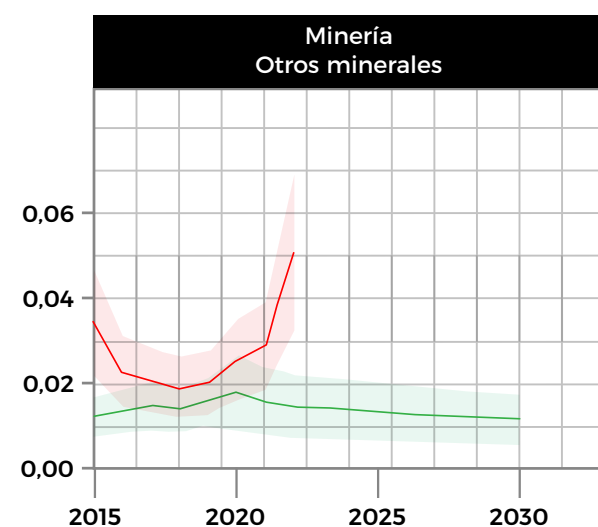
pueden influir sobre sus emisiones fugitivas y su requerimiento energético para la extracción de carbón. En la revisión elaborada se encontró que en Brasil el valor de esta intensidad es de 85,6 kgCO₂/t (Restrepo et al., 2015). En Sudáfrica de 108 kgCO₂/t (National Treasury, 2019) y China de 164 kgCO₂/t (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.

En la minería de otros minerales, los valores de intensidad de emisiones vienen presentando un comportamiento creciente, asociadas a mayores consumos de energía en la producción. Sin embargo, se ha robustecido la fuente de información sobre el consumo de energéticos en el subsector de agregados pétreos. Aunque la intensidad ha subido, la incertidumbre del dato se ha hecho menor toda vez que se ha fortalecido el mecanismo correspondiente de recolección de este. La alta intensidad se debe a 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 2-13



Emisiones por unidad de producción del subsector de minería



Fuente: Elaboración propia

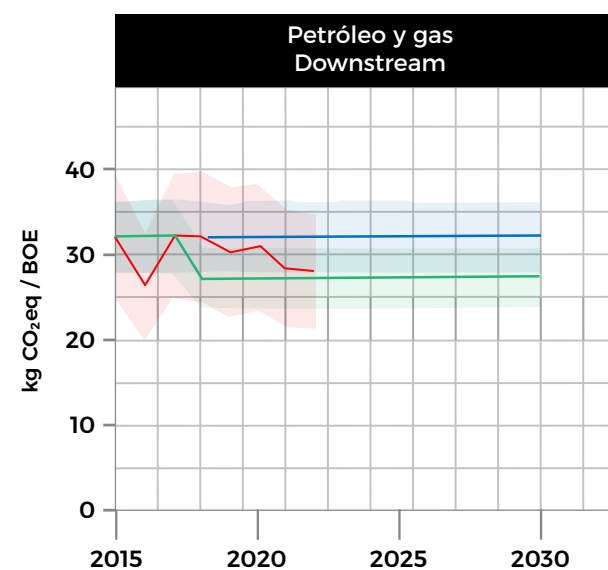
LÍNEAS BASE

- Histórico
- Mitigación [ESCO]
- Línea Base

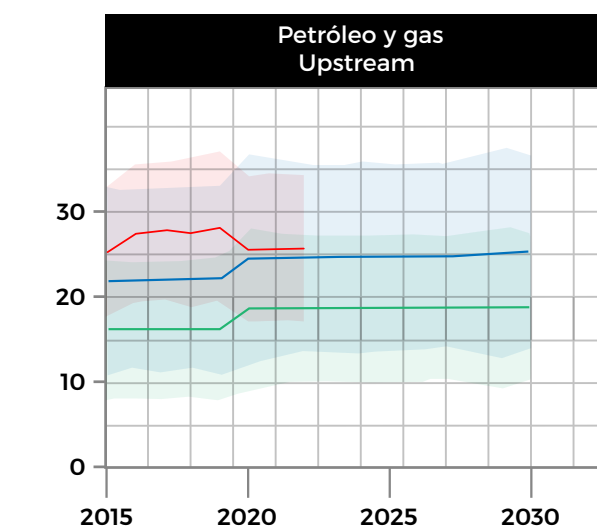
¹⁴ <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/coal-mine-methane-emissions-and-methane-intensity-of-production-in-selected-countries-2022>

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

GRÁFICO 2-14



Emisiones por unidad de producción del subsector de hidrocarburos



Fuente: Elaboración propia

LÍNEAS BASE

- Histórico
- Mitigación [ESCO]
- Línea Base

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 BOE, y para 2023, este valor disminuyó a 18,0 kgCO₂eq/BOE (OGCI, 2023). Si bien el valor histórico estimado a nivel nacional es de 25kgCO₂eq/BOE, 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. Por ejemplo, actualmente la metodología utilizada para la estimación de emisiones fugitivas no refleja las mejoras operativas o proyectos de mitigación implementados en las diferentes facilidades del país, pues la metodología actual se basa en los factores de emisión propuestos desde las guías IPCC 2006.

Las intensidades de refinación de petróleo generalmente varían entre 13,9 y 62,1 kgCO₂eq/BOE, y el promedio ponderado a nivel mundial para 2015 fue de 40,7 kgCO₂eq/BOE (Jing et al., 2020). 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, influye 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, sin embargo, se debe destacar que las emisiones históricas evolucionan muy por debajo de lo modelado en la línea base y el ESCO, indicando que las empresas dedicadas a este segmento han implementado medidas de mitigación aun con mayor grado de ambición que lo modelado en los escenarios, lo anterior se verifica al hacer seguimiento a los reportes de sostenibilidad de dichas empresas.

2.7 AVANCES EN GESTIÓN DEL CAMBIO CLIMÁTICO DE LAS EMPRESAS DEL SECTOR MINERO - ENERGÉTICO

Para realizar un seguimiento a la implementación de estrategias y avances en torno al cambio climático de las diferentes empresas del sector minero-energético colombiano, en una primera etapa se realizó un análisis detallado de los reportes de sostenibilidad más recientes de las empresas pertenecientes a los subsectores de P&G (Upstream, Midstream y Downstream), Generación y transmisión de Energía eléctrica y Minería. En total, se revisaron 52 reportes de sostenibilidad (28 de empresas del subsector de P&G, 19 de Generación de energía eléctrica y 5 de empresas de minería), a partir de los cuales se construyeron una serie de tablas resumen donde se destacan los avances en los componentes de mitigación, adaptación y compensaciones de las empresas pertenecientes a los diferentes subsectores.

Se evidencia el compromiso de las empresas del sector por la gestión de sus emisiones y por el planteamiento de proyectos que contribuyen a la sostenibilidad y productividad en sus negocios, a

la vez que se disminuyen las emisiones de GEI propias de su actividad. Adicionalmente, se evidencia que el reporte de la huella de carbono se realiza de acuerdo con el GHG protocol o ISO 14064-1. Se destaca, a su vez, que la gran mayoría de las empresas del sector no solo reportan sus emisiones, sino que también los consumos de energéticos (tanto fósiles como renovables) y que se establecen paralelamente metas claras sobre la reducción de GEI. Respecto al componente de adaptación, las empresas del sector están paulatinamente incorporando el análisis de riesgo climático en su toma de decisiones y se destaca que las compensaciones se han consolidado como una alternativa para la captura de carbono.

A continuación, se presenta una tabla resumen con los avances más importantes en relación con la gestión del cambio climático de las empresas pertenecientes a los subsectores de Generación y transmisión de energía eléctrica (SIN).



COMPONENTE / SUBSECTOR	GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (SIN)		
<p>MITIGACIÓN</p>	<p>Respecto al componente de mitigación se destacan las siguientes iniciativas de las empresas del subsector de generación y transmisión de energía eléctrica:</p> <ul style="list-style-type: none"> ◆ Se avanza con el desarrollo de ofertas de soluciones de eficiencia energética e iniciativas de transformación digital. Estas propuestas buscan mejorar los rendimientos operativos y generar oportunidades para el desarrollo de territorios inteligentes. ◆ El enfoque en tecnologías asociadas al almacenamiento de energía se combina con soluciones existentes de generación eólica y solar, así como con la movilidad sostenible, dando lugar a modelos de negocio innovadores con impacto significativo en el sector eléctrico, la industria y el transporte a nivel nacional y territorial. ◆ Dentro de las estrategias adoptadas por empresas del sector, se destaca el impulso de sistemas solares para el autoconsumo en sus instalaciones, así como iniciativas 	<p>para reducir pérdidas de energía y fugas de gases específicos.</p> <ul style="list-style-type: none"> ◆ Se destaca la apuesta por proyectos de mitigación mediante generación a partir de FNCER que están en proceso de certificación según estándares internacionales. ◆ Diferentes empresas del sector se encuentran evaluando la viabilidad del hidrógeno en diversas aplicaciones, como el almacenamiento de energía, la movilidad en distintos modos de transporte, su uso como materia prima en procesos químicos industriales, en la generación de energía térmica, y como componente en la red de gas. ◆ Las emisiones de CO2 asociadas a la operación de centrales térmicas son monitoreadas, y se implementan medidas para reducir su impacto, incluyendo el uso de tecnologías de combustión más limpia. ◆ Algunas empresas trabajan en mejoras sustanciales en 	<p>la eficiencia energética y la reducción de emisiones al desplazar generación menos eficiente.</p> <ul style="list-style-type: none"> ◆ Proyectos futuros incluyen la instalación de paneles solares, estudios con biomasa, la utilización de hidrógeno verde y la exploración de tecnologías para la generación de energía más sostenible. ◆ Durante el 2022, las empresas dedicadas a la transmisión y distribución de energía eléctrica implementaron diversas iniciativas para mitigar y compensar las emisiones de CO2. Entre ellas se destaca la gestión de SF6, identificando equipos críticos para programar acciones de mantenimiento que minimizan fugas. ◆ En el ámbito de la infraestructura, se modernizó la iluminación en subestaciones, cambiando a tecnología LED para lograr una correcta iluminación y un ahorro del 13.8% en consumo.
<p>ADAPTACIÓN</p>	<p>Los siguientes son los avances identificados por empresas del sector respecto al componente de adaptación:</p> <ul style="list-style-type: none"> ◆ Las empresas del sector han desarrollado proyectos de adaptación basadas en comunidades, liderando proyectos de desarrollo social participativo, focalizados en comunidades cercanas a centrales hidroeléctricas y en áreas rurales. ◆ Se evidencia que se han implementado sistemas de 	<p>medición de caudales para alertas tempranas y estrategias de comunicación para advertir a comunidades ribereñas en caso de eventos climáticos extremos.</p> <ul style="list-style-type: none"> ◆ Las empresas de generación trabajan en la identificación de impactos potenciales por cambio climático, tales como afectaciones a la infraestructura, falta de disponibilidad de recursos naturales y posibles interrupciones en el suministro de materias primas. <p>Empresas dedicadas a la transmisión de energía, han</p>	<p>realizado evaluaciones de posibles impactos climáticos en sus negocios y ha adoptado recomendaciones del TCFD para divulgar de manera transparente riesgos y oportunidades climáticas en su estrategia. Asimismo, se ha llevado a cabo análisis de escenarios climáticos basado en las recomendaciones del TCFD, considerando información histórica del IDEAM y escenarios del IPCC.</p>
<p>COMPENSACIONES</p>	<p>Las empresas del sector han presentado avances en cuanto a acciones de compensaciones y siembra de árboles obligatoria, a continuación, se presenta mayor detalle sobre dichos avances¹⁵:</p> <ul style="list-style-type: none"> ◆ Se ha avanzado en las actividades de compensaciones ambientales (forestal y por pérdida de biodiversidad) asociadas al aprovechamiento forestal, la intervención de las áreas y cambios en el uso del suelo. Algunas empresas igualmente han implementado programas de reforestación en áreas de disposición de cenizas. ◆ Se destacan desarrollo de actividades relacionadas con silvicultura, seguimiento al plan de establecimiento y 	<p>manejo forestal, medidas de manejo respecto a la afectación paisajística, siembra de especies nativas, revegetalización y mantenimiento de taludes. Se estiman la siembra de casi 69000 individuos y áreas intervenidas con siembras mayores a las 100 hectáreas.</p> <p>En cuanto a las actividades de compensaciones voluntarias, se destacan las siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> ◆ Siembras voluntarias de especies frutales y especies nativas. ◆ Programas de reforestación y propagación de material vegetal. 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Establecimiento de área circundantes de las plantas con siembra de individuos nativos. ◆ Entrega de individuos a las comunidades del área de influencia con la finalidad que las comunidades se interesen y realicen actividades de reforestación para la protección de cuerpos hídricos, reservorios y mejora del aspecto paisajístico en zonas de escasa presencia arbórea. ◆ Mantenimiento de franjas protectoras de ríos.

Fuente: Elaboración propia

¹⁵ <https://www.andeg.org/sostenibilidad/informe-de-sostenibilidad/>

La siguiente tabla resume los diferentes avances de las empresas del subsector de minería:

TABLA 2-11

COMPONENTE / SUBSECTOR	MINERÍA
MITIGACIÓN	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Las empresas del sector han avanzado en el establecimiento de sus sendas de carbononeutralidad, por otro lado, se han formulado planes de acción y ejes principales de gestión los cuales permitirán reducir considerablemente las emisiones GEI. ◆ Algunas empresas del sector se han planteado como metas para lograr la reducción de emisiones: Lograr la conexión al SIN de la mayoría de sus procesos, la construcción de parques solares y la conversión de vehículos livianos a gas natural vehicular (GNV). Igualmente, se menciona la implementación de estrategias de compensación y la gestión de emisiones indirectas en toda la cadena de suministros.
ADAPTACIÓN	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Las empresas del subsector de minería priorizaron la identificación de riesgos asociados al cambio climático que podrían afectar sus operaciones, especialmente en cuanto a recursos esenciales como el agua para el desarrollo de las operaciones mineras y portuarias. ◆ Se identifican riesgos físicos como desabastecimiento hídrico, inundaciones, remoción en masa, incendios forestales, aumento de temperatura (olas de calor) y tormentas, los cuales podrían generar conflictos socioambientales y restricciones por parte de las autoridades ambientales. Estos riesgos e impactos se evalúan considerando su impacto y probabilidad, estableciendo prioridades temporales y aplicando medidas de adaptación basadas en la metodología sugerida por el Ministerio de Minas y Energía en 2022. <p>De los riesgos anteriores se resaltan:</p> <ul style="list-style-type: none"> ◆ Desabastecimiento hídrico, que podría provocar conflictos socioambientales y restricciones en los permisos para el uso de este recurso o la operación de proyectos. ◆ Aumento de la temperatura, se señalan mayores consumos energéticos, fenómenos de convección atmosférica y tasas de evaporación elevadas, lo que implica un aumento en el consumo de agua para riego. ◆ En departamentos como La Guajira donde la poca disponibilidad de recurso hídrico es conocida, se han implementado proyectos de recolección y canalización de aguas frescas, que son separadas de áreas mineras y son devueltas en su totalidad a los ríos y arroyos.

Resumen de hallazgos en reportes de sostenibilidad empresas del subsector minería

COMPONENTE / SUBSECTOR	MINERÍA
COMPENSACIONES	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Empresas del sector han avanzado en las metas internas propuesta en cuanto al sembrado de árboles nativos del bosque seco tropical, lo cual a su vez ha permitido generar empleos en las comunidades cercanas a los proyectos. ◆ Algunas empresas han logrado alcanzar la meta de compensación impuesta por la autoridad territorial, logrando extensiones de áreas compensadas mayores a las 500 ha, igualmente se ha avanzado en el establecimiento de acuerdos de conservación por medio de la creación de corredores biológicos.

Fuente: Elaboración propia



Finalmente, la siguiente tabla resume los avances identificados en los diferentes componentes para las empresas dedicadas a los diferentes segmentos del subsector P&G:

TABLA 2-12

COMPONENTE / SUBSECTOR	PETRÓLEO Y GAS (UPSTREAM)
<p style="text-align: center;">MITIGACIÓN</p>	<p>Se destacan los siguientes puntos sobre la implementación de proyectos de mitigación en este subsector:</p> <ul style="list-style-type: none"> ◆ Compromiso de las empresas por la gestión de sus emisiones fugitivas, desarrollando hojas de rutas para la detección y reparación de fugas, la reducción de quemaduras de gas asociado y la disminución de venteos. ◆ Algunas empresas han implementado campañas aerotransportadas de detección de fugas. ◆ Desarrollo de estrategias de implementación de teas móviles para la reducción de emisiones por venteos implementación de proyectos gas to power para la reducción de la quema rutinaria, lo que a su vez puede reducir considerablemente el consumo de Diesel. ◆ El aprovechamiento de excedentes de energía eléctrica para electrificar comunidades cercanas a los campos petroleros. ◆ En busca de reducir la intensidad de carbono de sus operaciones, empresas del sector se han orientado hacia la interconexión al SIN y la autogeneración de energía fotovoltaica. ◆ Se ha trabajado en la optimización de procesos, como el caso de una empresa que determinó la temperatura mínima para la separación del sistema crudo-agua, logrando mejoras en el proceso de calentamiento, el cual es el más intensivo en energía dentro del campos. ◆ Ajustes específicos en los sistemas de levantamiento artificial que han permitido reducciones de hasta el 20% en el consumo energético de cada pozo. ◆ Se destaca el esfuerzo conjunto en el Upstream para generar energía eléctrica a partir de FNCER y reducir el consumo de Diesel. Algunas empresas han diversificado su oferta, consolidando líneas de negocios de soluciones de bajas emisiones, que incluyen gas natural, GLP, biogás, hidrógeno, captura y almacenamiento de carbono, energías renovables y gestión energética. ◆ Se ha implementado un proyecto de cogeneración que aprovecha el calor del escape de las turbinas como fuente de energía, reemplazando la generación convencional a través de gas natural.

Resumen hallazgos reportes de sostenibilidad empresas del subsector petrolero y gas

PETRÓLEO Y GAS (MIDSTREAM)	PETRÓLEO Y GAS (DOWNSTREAM)
<p>Se destacan los siguientes avances en el componente de mitigación de las empresas dedicadas al transporte de gas y crudo por ductos:</p> <ul style="list-style-type: none"> ◆ En el transporte de crudo, se observa un enfoque en proyectos que involucran el aprovechamiento energético, mejoras en la eficiencia energética y cambios en la matriz energética. ◆ Empresas del sector están autogenerando con excedentes de gas, apoyando el suministro eléctrico en zonas no interconectadas, como meta se plantea llegar hasta a 200MW de capacidad de autogeneración. ◆ Gran parte de las empresas empiezan a plantearse una reorganización de la estructura empresarial, incorporando líneas de negocios alternativas como Energía Solar Distribuida, Auto y Cogeneración, Distritos Térmicos, Eficiencia Energética y movilidad verde. ◆ Actualmente se buscan alianzas estratégicas con universidades y otros actores para el establecimiento de proyectos innovadores, como la producción de hidrógeno verde e inyección en redes de gas natural. y sistemas 4.0 para mejorar la eficiencia operacional. ◆ Gestionando las emisiones de manera proactiva, se realizan pruebas piloto para la detección de fugas, implementando sistemas portátiles para evitar el venteo de gas y desarrollando planes de apriete y ajuste para cerrar fugas identificadas. ◆ Las empresas de este segmento han implementado tecnologías avanzadas, como el uso de drones para la inspección y monitoreo de la infraestructura. Además, se busca la reducción de GEI y la certificación de neutralidad de carbono en las sedes de la empresa. ◆ Las empresas del sector Midstream están implementando diversificación de fuentes energéticas, con el objetivo de contribuir positivamente a la reducción de emisiones y promover prácticas más sostenibles en el transporte de crudo y gas. 	<p>Se destacan las siguientes iniciativas desde las empresas a cargo de la actividad de refinación en el país:</p> <ul style="list-style-type: none"> ◆ Se lideran diferentes iniciativas para fortalecer la eficiencia energética y promover la descarbonización en el negocio de hidrocarburos. Estas acciones incluyen la reducción de emisiones de metano y GEI, el almacenamiento de CO2 y la iniciativa de producción de H2 de bajas emisiones. ◆ En este segmento se trabaja en las líneas de la eficiencia energética y la reducción de emisiones GEI mediante acciones como la actualización y verificación continua del inventario de emisiones, la identificación y desarrollo de iniciativas operativas, el avance en tecnologías emergentes (hidrógeno verde y azul, y CCUS) y la consolidación de un portafolio de compensación a través de Soluciones Naturales del Clima (SNC).

COMPONENTE / SUBSECTOR	PETRÓLEO Y GAS (UPSTREAM)
<p style="text-align: center;">ADAPTACIÓN</p>	<p>Se destacan los siguientes avances en el componente de adaptación:</p> <ul style="list-style-type: none"> ◆ Empresas del sector están integrando la evaluación del riesgo climático en sus decisiones y desarrollando mecanismos para fomentar la adaptación comunitaria en las áreas de operación. ◆ Se ha llevado a cabo la identificación de riesgos normativos y operativos relacionados con el cambio climático, facilitando la identificación de oportunidades. ◆ Algunas empresas han construido un plan de gestión de riesgos asociados al clima mediante talleres internos, abarcando áreas financieras, de comunicaciones y operativas, incluyendo enfoques como la monitorización hidrológica, ajustes en el diseño de instalaciones, y colaboración estrecha con comunidades y asociaciones gremiales. ◆ Se han tenido avances significativos con la identificación de posibles impactos ante la materialización de diversas amenazas en el sector de petróleo y gas. Como ejemplo se ha determinado que eventos vinculados a la variabilidad en los patrones de precipitación podrían resultar en un aumento de los costos de exploración, desarrollo y construcción, así como en la pérdida potencial de ingresos debido al cierre operativo provocado por lluvias intensas.
<p style="text-align: center;">COMPENSACIONES</p>	<ul style="list-style-type: none"> ◆ En temas relacionados con biodiversidad y servicios ecosistémicos, se evidencia que algunas empresas han establecido estos como pilares estratégicos, teniendo como objetivo gestionar de manera adecuada los riesgos y oportunidades relacionados con la biodiversidad y los servicios ecosistémicos, cumpliendo con las expectativas de los stakeholders y garantizando la licencia para operar. ◆ En el sector upstream, se ha observado una mayor cantidad de proyectos destinados a la protección y reforestación respecto a revisiones anteriores. Hasta el año 2022, se logró reforestar un total de 100 hectáreas, focalizándose en la conservación de bosques para el secuestro de carbono. Estas iniciativas buscan contrarrestar los impactos ambientales asociados a la actividad del sector petrolero, promoviendo la sostenibilidad y la restauración de ecosistemas.

PETRÓLEO Y GAS (MIDSTREAM)	PETRÓLEO Y GAS (DOWNSTREAM)
<p>En cuanto al componente de adaptación se han identificado los siguientes avances:</p> <ul style="list-style-type: none"> ◆ La mayoría de las empresas del segmento midstream, están integrando estrategias de adaptación, como la gestión operativa para prevenir riesgos, la capacitación en gestión de riesgos y la implementación de mecanismos como el plan de manejo ambiental. Se identificó que una empresa de este subsector ha llevado a cabo un análisis detallado de escenarios climáticos en 2021 para comprender a fondo y priorizar los riesgos y oportunidades relacionados con el clima, con el objetivo de construir una resiliencia estratégica. Además, han avanzado en la implementación del marco de divulgación de información de riesgos financieros relacionados con el clima (TCFD). ◆ Algunas empresas han establecido su estrategia climática enfocada en comprender los efectos potenciales del clima en los negocios y geografías operativas, gestionar adecuadamente los riesgos y aprovechar las oportunidades derivadas de la transición energética. 	<p>Se han establecido diferentes componentes para los cuales existen metas a corto, mediano y largo plazo:</p> <ul style="list-style-type: none"> ◆ Respecto a la Gestión del recurso hídrico, se busca reducir la vulnerabilidad por eventos relacionados con desabastecimiento hídrico e inundación. Las estrategias planteadas incluyen la elaboración de planes para obtención de agua de fuentes secundarias, monitoreo de alertas tempranas, programas de ahorro y uso eficiente de Agua. ◆ Respecto a la infraestructura resiliente al clima se busca reducir la vulnerabilidad de las instalaciones por los impactos generados por eventos climáticos externos, las metas planteadas incluyen la identificación de instalaciones afectadas y planes de mantenimiento de la infraestructura. ◆ Se busca lograr una operación compatible con el clima, permitiendo fortalecer las capacidades operacionales para afrontar efectos de la variabilidad climática, para lograr lo anterior se plantea formación y capacitación para fortalecimiento de bases conceptuales y aumentar la capacidad en el entendimiento y valoración de información climática.
<ul style="list-style-type: none"> ◆ En el sector midstream, diversas empresas han implementado programas de biodiversidad y regeneración ecosistémica con enfoques variados. En términos generales, estas empresas respaldan proyectos para compensar su huella de carbono y potenciar servicios ecosistémicos mediante la restauración, reforestación y el uso sostenible de diferentes áreas. Además, se han establecido alianzas estratégicas para proyectos de conservación y adaptación al cambio climático. 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ La restauración y conversación de ecosistemas estratégicos se consolida como una alternativa para la reducción de la vulnerabilidad de la operación. En este sentido, se plantea identificar los ecosistemas estratégicos para protección de fuentes abastecedoras, al igual que la implementación de soluciones basadas en el clima y naturaleza que contribuyan a la regulación de ecosistemas estratégicos.

Fuente: Elaboración propia

Con el fin de completar el ejercicio de hacer seguimiento a las empresas del sector en cuanto a la gestión del cambio climático, se realizó un seguimiento a los proyectos de mitigación que las empresas han registrado en los diferentes estándares del mercado voluntario de carbono. Para este ejercicio se revisaron los estándares CERCARBONO, VERRA, The Gold Standard y Biocarbon, este tipo de estándares cuenta con programas de certificación voluntarias de carbono, permitiendo el registro de proyectos de mitigación de cambio climático (PMCC), la certificación de la emisión y el registro de los créditos de carbono generados por los diferentes proyectos.

Para el registro y generación de créditos de carbono en estos estándares, la empresa

proponente del proyecto debe garantizar que el proyecto cumpla los principios considerados por los estándares (coherencia, comparabilidad, Completitud, adicionalidad, etc.) y que, adicionalmente, el proyecto registrado debe estar alineado con las metodologías de cada uno de los estándares para la generación de los bonos de carbono.

En esta sección, se desea explorar qué tipo de proyectos han sido registrados por los diferentes subsectores, igualmente, identificar el nivel de reducciones en emisiones que han implicado la puesta en marcha de estos proyectos. La siguiente tabla muestra el número de proyectos registrados por subsector y por línea estratégica.

TABLA 2-13

Cantidad de proyectos encontrados en los diferentes estándares según subsector y línea estratégica

SUBSECTOR	LÍNEA ESTRATÉGICA	CANTIDAD DE PROYECTOS ENCONTRADOS
Petróleo y gas	Diversificación energética	1
	Eficiencia energética	1
	Emisiones fugitivas	2
Sistema Interconectado Nacional	Diversificación energética	27
	Eficiencia energética	1
Zonas No Interconectadas	Diversificación energética	1

Fuente: Elaboración propia

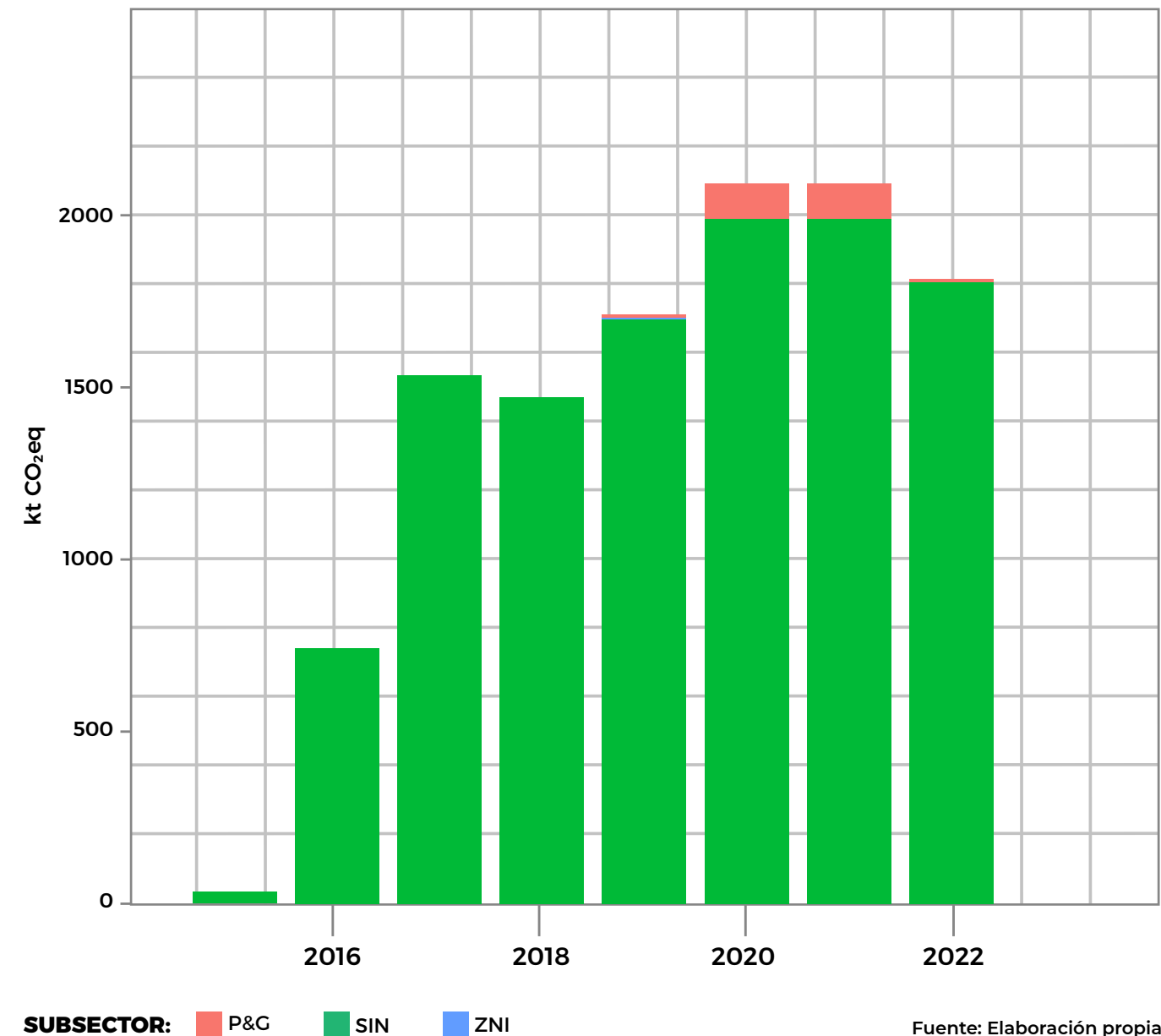
De la tabla anterior resalta que el subsector de petróleo y gas es aquel que aborda proyectos en diferentes líneas estratégicas. El proyecto de diversificación registrado en este sector consiste en una sombrilla de generación solar, el proyecto de eficiencia energética se concentra en mejoras del control operacional en refinerías, finalmente los proyectos de emisiones fugitivas se concentran en programas de aprovechamiento de gas asociado. Por otro lado, se evidencia que la mayoría de los proyectos se concentran en el SIN en la línea estratégica de diversificación energética. Sin embargo, de acuerdo con la

información ofrecida en los estándares, 3 proyectos corresponden a generación fotovoltaica, 1 a generación eólica y el resto a proyecto de generación hidráulica, el proyecto de eficiencia energética trata de la implementación de un ciclo combinado en una planta térmica. Finalmente, el proyecto en la Zona interconectada trata sobre generación fotovoltaica en Inírida.

De acuerdo con la información registrada en los estándares, la siguiente gráfica muestra la cantidad de bonos registrados por proyectos relacionados con el sector minero-energético.

GRÁFICO 2-15

Reducciones de emisiones por subsector de los proyectos encontrados en los estándares de carbono



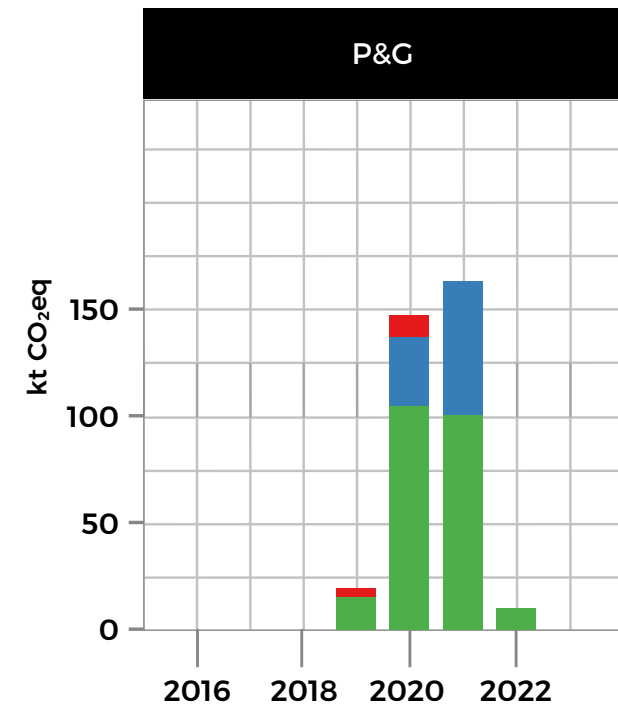
Fuente: Elaboración propia

De acuerdo con la gráfica anterior los proyectos registrados en los diferentes estándares han generado bonos en el mercado voluntarios que se han mantenido por encima de los 1.5MtCO₂eq desde 2017. En general se pasó a generar algo más de 100 KtCO₂eq en 2015 a un valor máximo cercano a los 2.5MtCO₂eq en 2021¹⁶. La mayoría de las reducciones están asociadas a proyectos hidroeléctricos de empresas del SIN. Se destaca igualmente que durante 2020 y 2021 la generación de bonos por proyectos del sector de P&G fue la mayor durante el periodo de consulta, con valores cercanos a los 150KtCO₂eq/año.

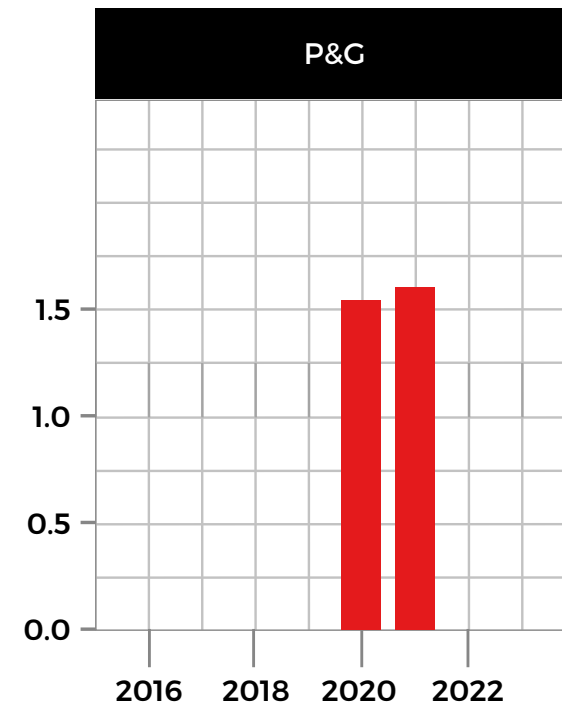
Finalmente, se identificaron reducción en las ZNI por 1.5ktCO₂eq entre 2020 y 2021. La siguiente grafica muestra la línea estratégica con la que se generaron reducciones para cada uno de los sectores durante el periodo de estudio:

¹⁶ Se destaca que dentro de las bases de datos de los estándares había información sobre el potencial de generación de bonos del proyecto Ituango, estos valores no fueron incorporados en los análisis dado que no fue posible verificar su estado e implicaba la generación de bonos equivalentes aproximados a 4MtCO₂eq anuales.

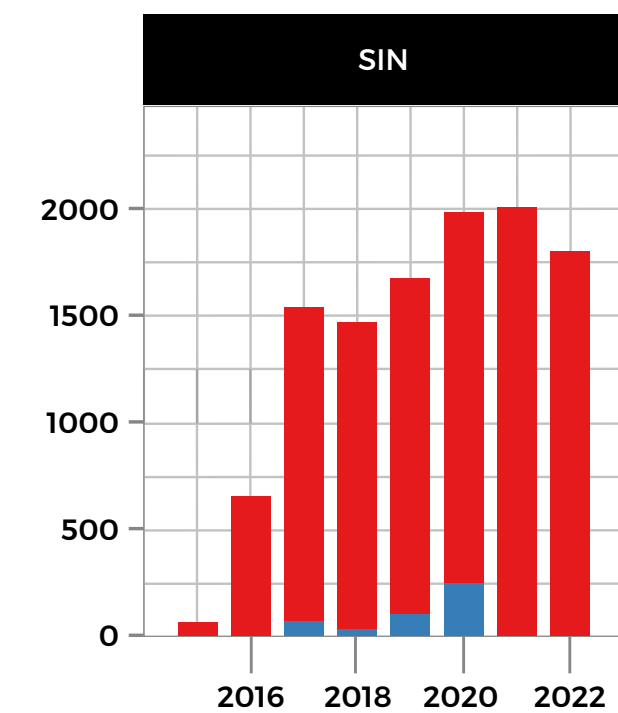
GRÁFICO 2-16



Reducciones de emisiones por línea estratégica para cada subsector



Fuente: Elaboración propia



LÍNEA ESTRATÉGICA

- Diversificación energética
- Eficiencia energética
- Emisiones fugitivas

De acuerdo con la información obtenidos desde los diferentes estándares para el mercado voluntario de carbono, el sector de hidrocarburos genero sus primeros bonos en 2019 con proyectos relacionados con emisiones fugitivas y diversificación energética, en el siguiente año la cantidad de bonos en proyectos relacionados con emisiones fugitivas creció considerablemente y alcanzo a mantenerse cercano a los 100ktCO₂eq. Durante 2020 y 2021 se evidenciaron aportes significativos de proyectos relacionados con eficiencia energética en las refinerías del país. Respecto al subsector de generación de energía eléctrica- SIN se evidenció aporte significativo de bonos generados por iniciativas concentradas en la implementación de ciclo combinado permitiendo más de 200ktCO₂eq en reducción a 2020 con la línea estratégica de eficiencia energética, durante 2021 se generaron 2MtCO₂eq en el SIN con proyectos de diversificación energética únicamente. Finalmente, durante 2020 y 2021 un proyecto de generación fotovoltaica en las ZNI ha generado bonos cercanos a los 1.5ktCO₂eq.





3. NECESIDADES Y APOYO RECIBIDO EN EL MARCO DEL MRVME

3.1 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 3-1

Necesidades identificadas para el MRVme

MÓDULO DEL MRV	ACTIVIDAD	NECESIDAD
ENTRADA	Articulación RENARE MRVme	Se debe reforzar la articulación entre estos dos instrumentos con el fin de establecer las normas contables y optimizar el flujo, la gestión y la recopilación de datos del Registro Nacional de Emisiones (RENARE) hacia el MRVme.
	Seguimiento a incentivos tributarios	Es fundamental establecer un sistema de monitoreo para los incentivos fiscales vinculados a la disminución de emisiones de GEI. Para lograrlo, se sugiere una colaboración estrecha entre la UPME, la ANLA y la DIAN, con el objetivo de asegurar la efectividad y transparencia de estos incentivos.
	Seguimiento a los proyectos sectoriales de mitigación	Es esencial mejorar la capacidad de seguimiento de los proyectos sectoriales de mitigación de emisiones registrados en plataformas diferentes al RENARE. Para alcanzar este objetivo, se necesita una colaboración activa entre las entidades encargadas de la gestión y el monitoreo de estos proyectos. Igualmente, se debe fortalecer el proceso de consulta de información de proyectos del sector registrados en los estándares para el mercado voluntario de carbono.
	Fortalecimiento de la gestión de la información requerida para la estimación de indicadores, emisiones y otra información de interés para el MRVme	Es crucial preservar y potenciar las capacidades técnicas adquiridas para gestionar adecuadamente la información en todas las etapas del Marco de MRVme. Esto implica garantizar que las instituciones involucradas cuenten con las habilidades y recursos necesarios para realizar eficazmente todas las actividades relacionadas con el MRVme.
PROCESO PLANEACIÓN	Revisión y actualización de los protocolos del MRV	Es de suma importancia reforzar la revisión y el análisis periódico de los componentes clave del Marco del MRVme. Estos componentes comprenden las cadenas causales, la matriz de hitos, los indicadores y los diagramas de flujo de información. Constituyen la base para el desarrollo y operación de los diversos protocolos que integran el MRVme, tales 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 fundamental fortalecer el apoyo en la definición, concertación y aprobación de protocolos para la 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 sólidos y eficientes que faciliten la recopilación precisa y oportuna de datos relacionados con las emisiones de GEI.

TABLA 3-1

Necesidades identificadas para el MRVme

MÓDULO DEL MRV	ACTIVIDAD	NECESIDAD
PROCESO GESTIÓN	Trabajo interinstitucional	Se busca apoyo técnico para crear espacios de trabajo conjunto con el IDEAM, MinAmbiente y otras entidades relevantes, con el objetivo de identificar necesidades y oportunidades de mejora en los flujos de información y facilitar el trabajo interinstitucional. Esto forma parte 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 crucial contar con un apoyo técnico sólido que facilite la optimización de la recolección, procesamiento, verificación y generación de indicadores, así como la estimación de emisiones de GEI y otras variables relevantes para el sistema.
PROCESO REPORTE	Escritura del reporte del MRVme	El proceso de análisis y seguimiento a través de los procedimientos y protocolos del MRVme es esencial para evaluar la trayectoria de mitigación del sector. Uno de los instrumentos más importantes para realizar esta evaluación es el reporte del MRVme, que recopila y consolida toda la información relevante.
SALIDAS DEL MRVME	Definición del modelo de negocio	Es crucial contar con apoyo técnico en la gestión del conocimiento dentro del MME para definir el modelo de negocio del conocimiento y establecer lineamientos, estrategias e instrumentos que fortalezcan los mecanismos de divulgación, consulta y gestión de la información generada por el MRVme.
	Divulgación y transferencia de información interna-externa	Se requiere apoyo técnico y administrativo para llevar a cabo todas las actividades necesarias para difundir el seguimiento registrado en el informe del MRVme, tanto dentro (Ministerio y entidades adscritas) como fuera de ellas.
TRANSVERSAL	Recurso humano	Asegurar el personal adecuado de acuerdo con los lineamientos del MRVme para llevar a cabo su implementación y seguimiento.

Fuente: Elaboración propia

3.2 INICIATIVAS SECTORIALES APOYADAS CON RECURSOS PROPIOS Y/O MEDIANTE COOPERACIÓN INTERCACIONAL

3.2.1 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 PIGCCme 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, emisiones 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.

3.2.2 PROYECTO INTEGRAME - 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 a través del equipo MRVme apoyó la elaboración de diferentes visores basados en los indicadores MRVme presentados en el segundo reporte MRVme. El equipo MRVme junto con los consultores de la plataforma INTÉGRAME propusieron cinco preguntas de negocio a las cuales se les dio respuesta a través de diferentes indicadores del sistema MRVme. La elaboración de estos visores constituye un hito en la divulgación de resultados y la democratización de la información sectorial sobre el cumplimiento de metas climáticas, permitiendo que la ciudadanía, comunidades y demás entidades interesadas puedan hacer seguimiento al desempeño del sector en materia de cambio climático. A continuación, se presentan las preguntas de negocio y los respectivos elaborados con información vigente hasta 2021.

Pregunta de Negocio 1:

¿Cuáles son las emisiones de GEI, precursores GEI, y contaminantes climáticos de vida corta del sector?

A esta pregunta de negocio se dio respuesta a través de los indicadores EGEI (Emisiones GEI generadas) y ECCr (Emisiones de contaminante criterio y contaminantes de vida corta). La siguiente figura muestra el visor que se elaboró:

¹⁷ <https://www.integrime.gov.co/tablero/emisiones-de-gei-y-contaminantes-criterio/>

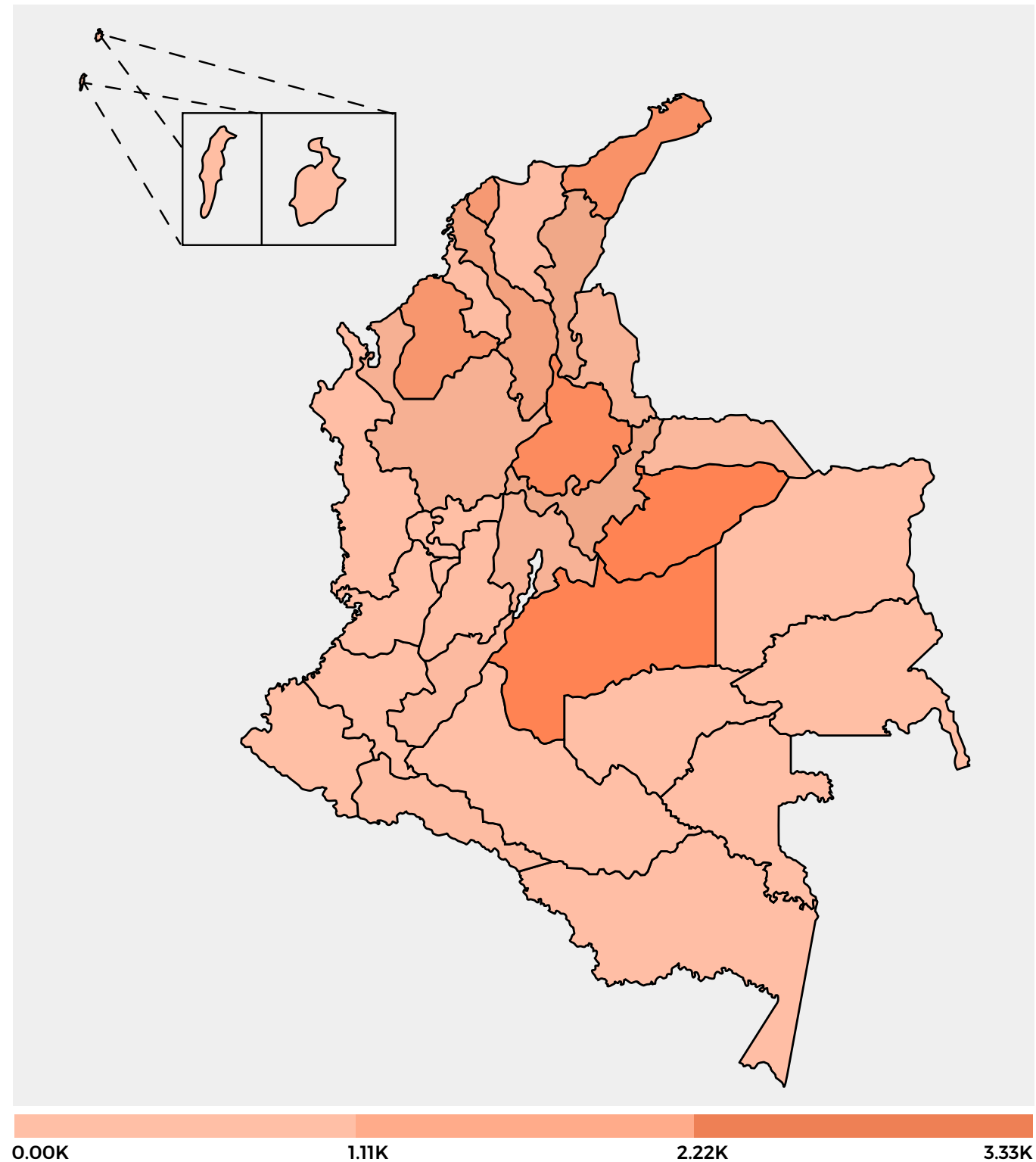
GRÁFICO 3-1

Visor elaborado para la pregunta de negocio 1

Año	Tipo contaminante	Contaminante	Subsector	Detalle Subsector	Departamento	Actividad IPCC
2021	GEI	TODOS LOS GEI	Todas	Todas	Todas	Todas

Año seleccionado **2021**

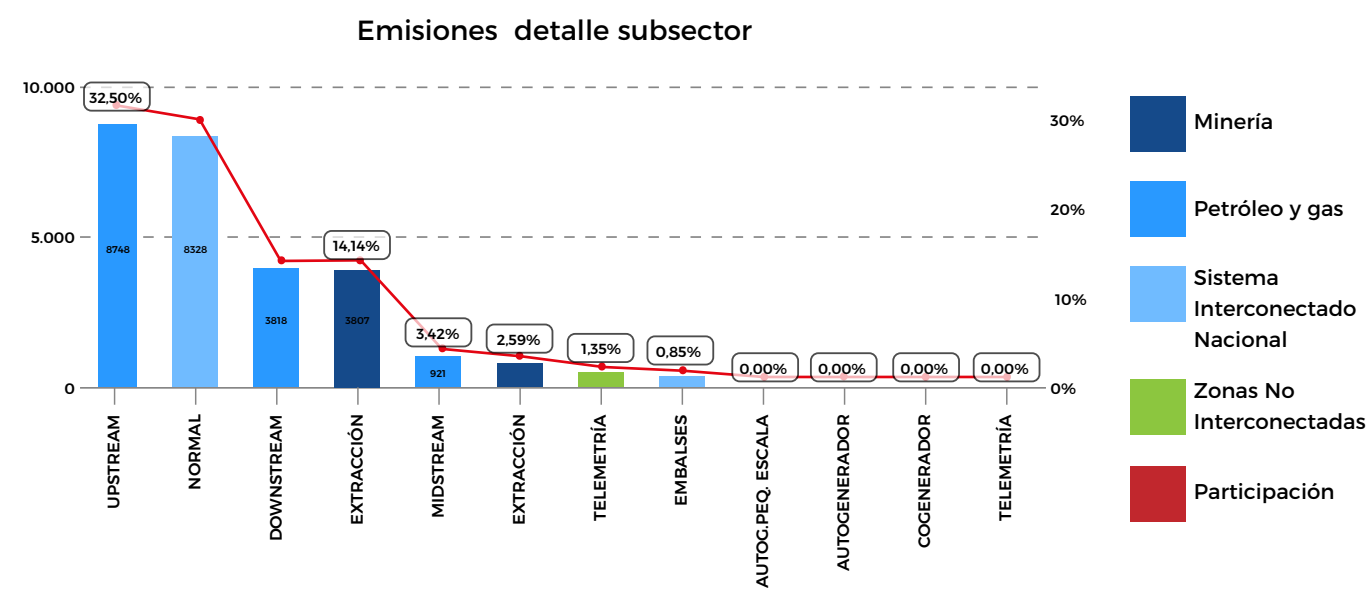
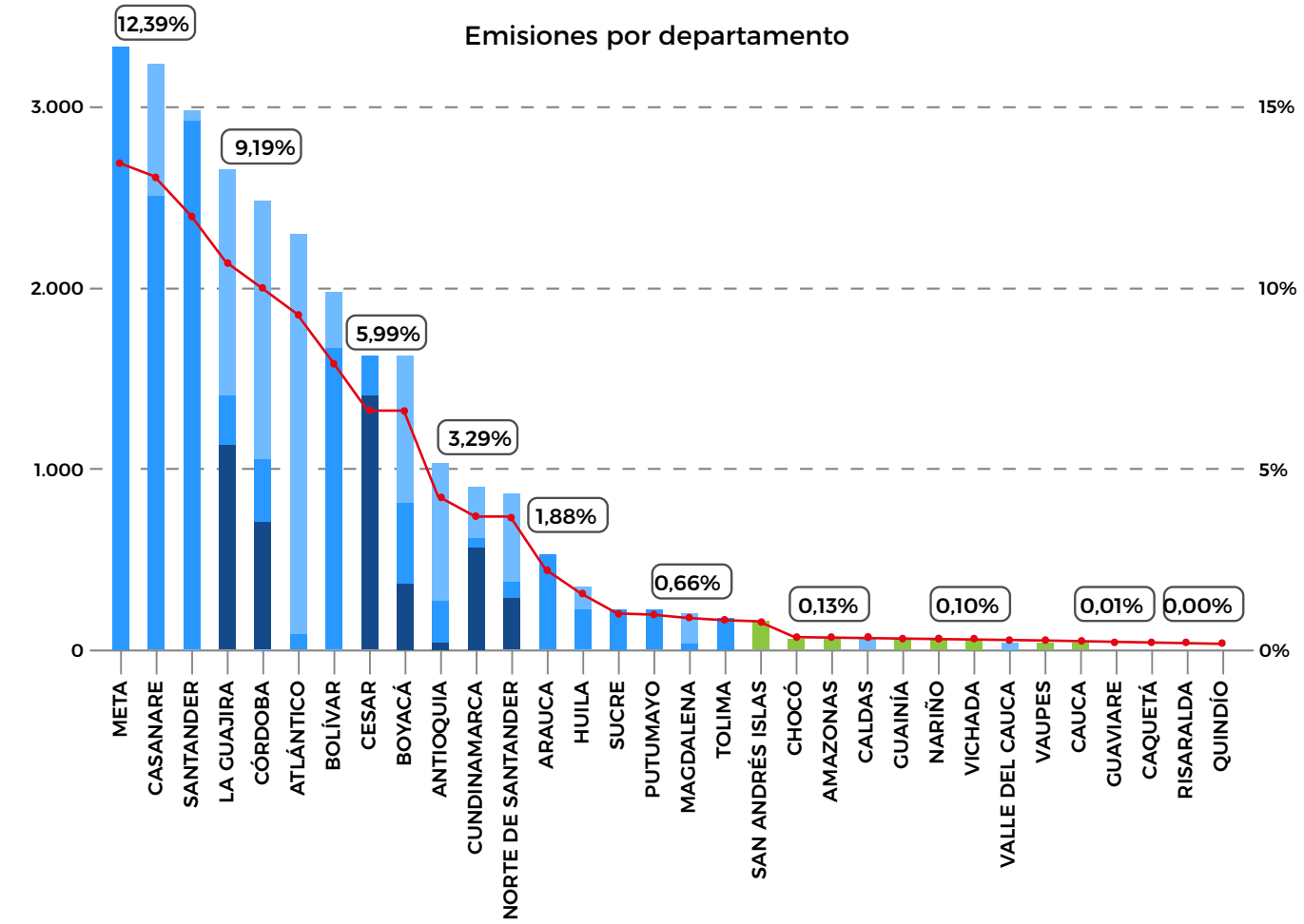
Contaminante **TODOS LOS GEI**



0.00K 1.11K 2.22K 3.33K

Total de emisiones **26.913,58**

Unidad de medida **kt_CO2eq**



Fuente: Tomado de la plataforma Intégrame

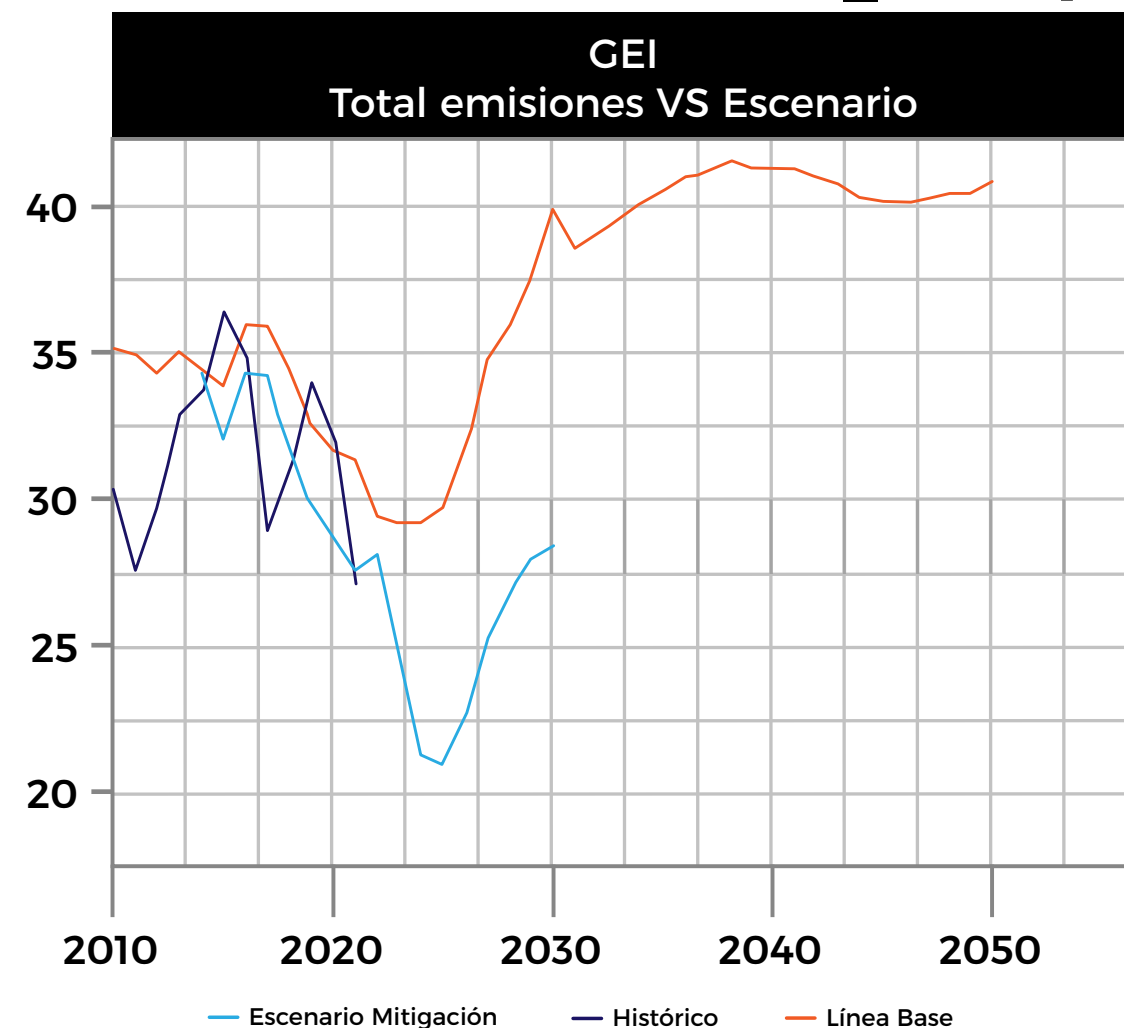
El visor cuenta con 3 hojas, una primera hoja de definiciones donde se presenta más información sobre los indicadores que se presentan. La segunda hoja muestra las emisiones de GEI y contaminante criterio (de acuerdo con la selección del usuario) para un año determinado en el periodo 2010-2021. El usuario puede conocer a detalle las emisiones de cada subsector y departamento. Finalmente, en la tercera página es posible hacer un seguimiento histórico a los indicadores EGEI y ECCr siendo posible conocer la serie histórica de diferentes contaminantes, a nivel nacional o departamental para cada uno de los subsectores.

GRÁFICO 3-2 Reducciones de Emisiones de GEI

Año
Subsector
Actividad IPCC
Escenario

Tipo Contaminante **GEI**
Unidad de medida **Mt_CO2eq**

Visor elaborado para la pregunta de negocio 2

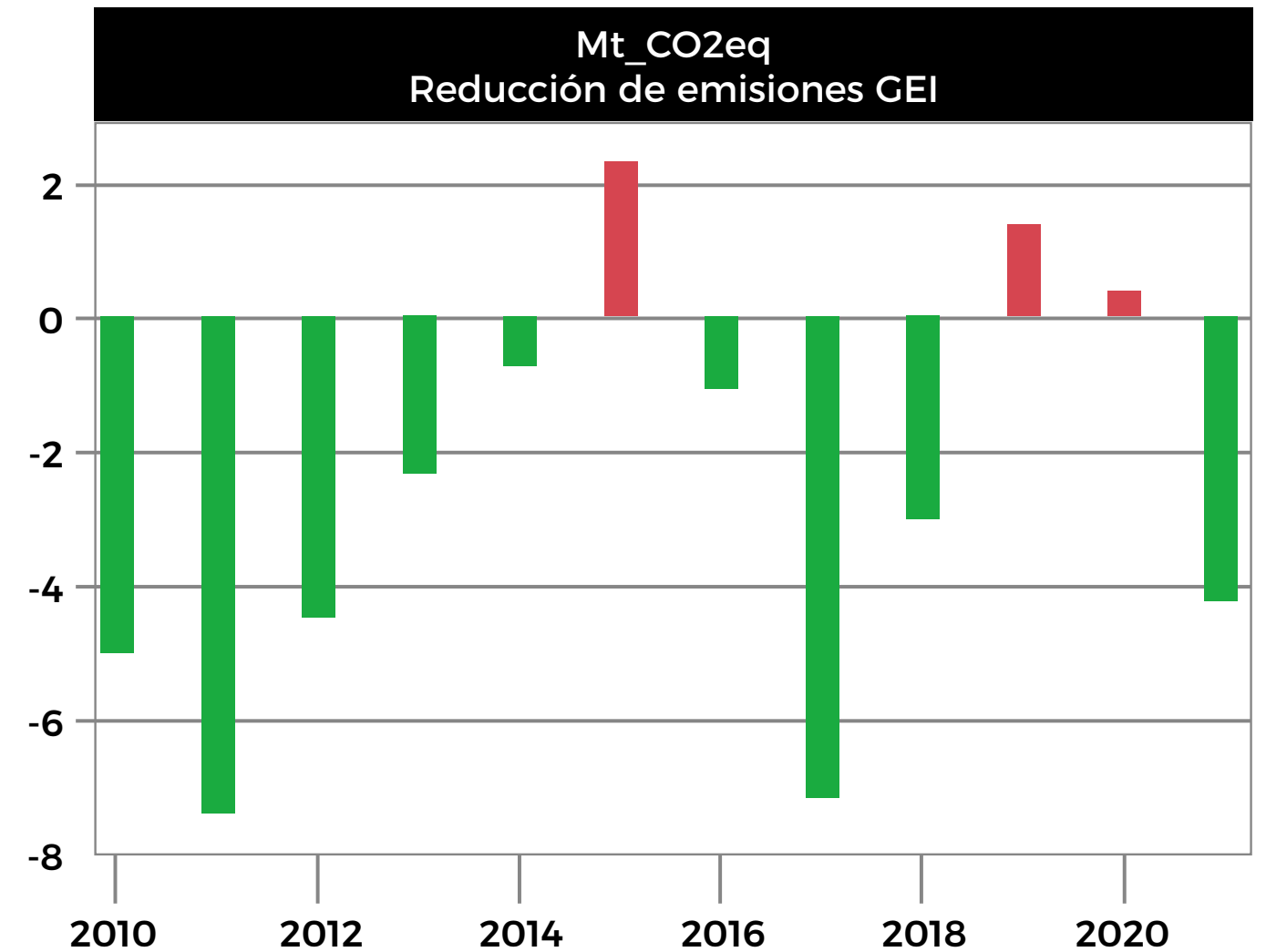


¹⁸ <https://www.integrage.gov.co/tablero/reducciones-de-emisiones-de-gei/>

Pregunta de Negocio 2¹⁸:

¿Cuáles son las reducciones de emisiones de GEI anuales del sector minero energético asociadas a las medidas de mitigación establecidas en el PIGCCme?

A esta pregunta se le dio respuesta a partir del indicador REGEI (Reducción de emisiones GEI), la siguiente figura muestra el visor elaborado:



Fuente: Tomado de plataforma integrage

El visor cuenta con dos hojas. La primera hoja presenta las definiciones y claridades sobre el visor. La segunda hoja muestra las reducciones de Emisiones de GEI sectoriales. Este visor cumple con dos funciones, por un lado, presenta las reducciones históricas sectoriales o subsectoriales (de acuerdo con el interés del usuario y los filtros seleccionados) al realizar una comparación de las emisiones con aquellas proyectadas por la línea base del PIGCCme 2050. Por otro lado, el visor presenta el escenario de mitigación ESC0 proyectado a 2030 y los escenarios de mitigación a 2050 ESC1-ESC5.

Pregunta de Negocio 3¹⁹:

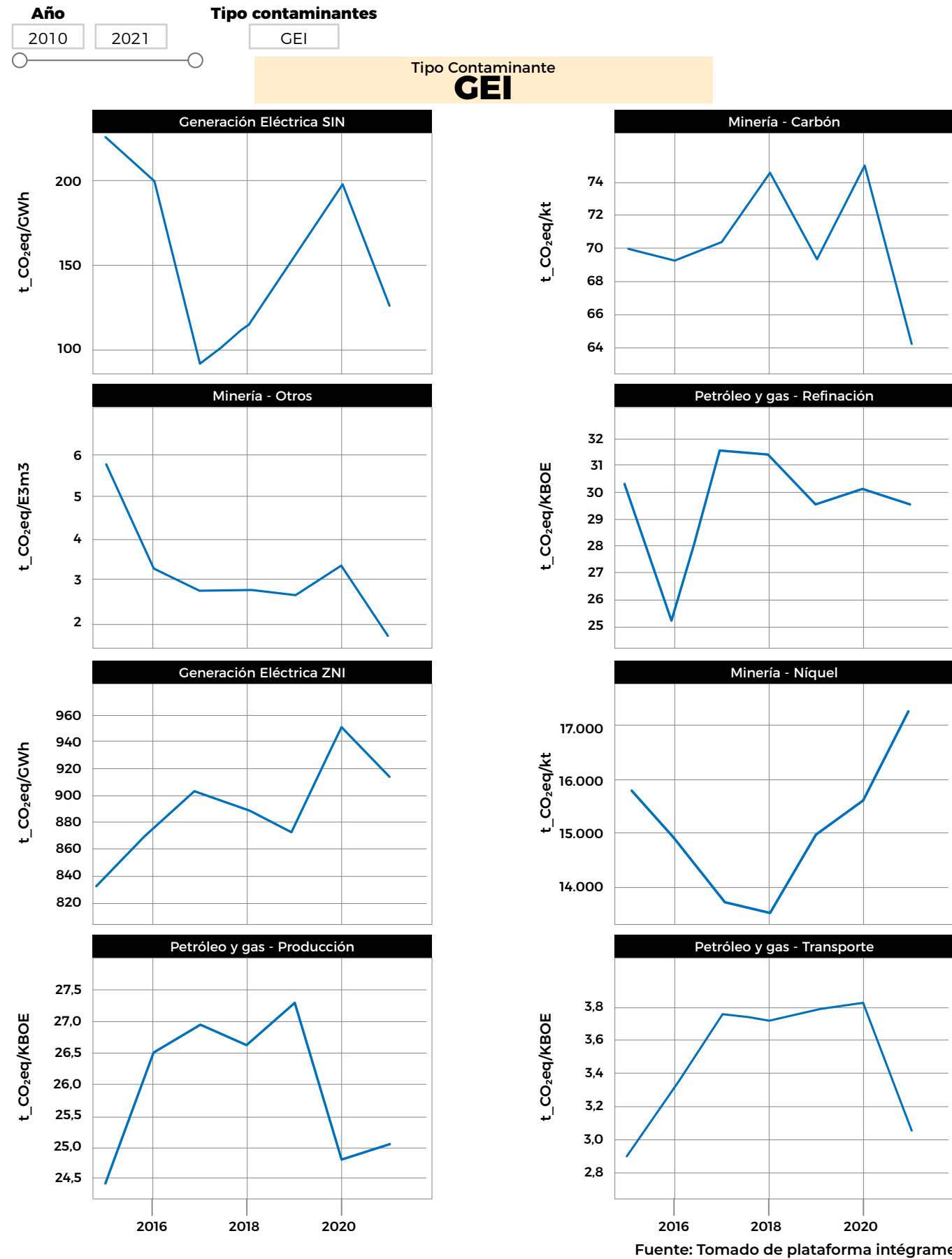
¿Cuál es la intensidad de emisiones de GEI de los subsectores petróleo y gas, minería de carbón y generación de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional y en las Zonas no Interconectadas?

A esta pregunta se le dio respuesta a través de los indicadores EGEIU (Intensidad de emisiones GEI) y (ECCrU- Emisiones de Contaminantes Criterio y Contaminantes Climáticos de Vida Corta, a continuación, se muestra el respectivo visor.

¹⁹ <https://www.integrage.gov.co/tablero/intensidad-emisiones-gei/>

GRÁFICO 3-3

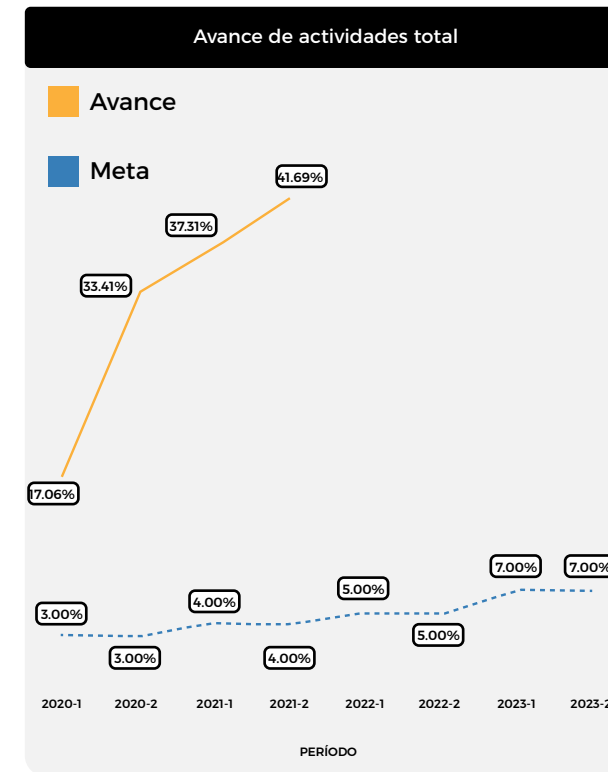
Visor elaborado para la pregunta de negocio 3



El visor cuenta con cuatro hojas. La primera hoja de definiciones donde se da más detalles sobre las otras hojas. La segunda hoja presenta la intensidad de emisiones de GEI histórica de emisiones de los diferentes subsectores de la cartera minero-energético. La tercera hoja presenta la intensidad de emisiones de GEI de la línea base y de los escenarios contemplados en el PIGCCme 2050. Finalmente, la cuarta hoja presenta la intensidad de contaminantes criterios y contaminantes climáticos de vida corta para cada subsector, siendo posible filtrar el contaminante de interés.

GRÁFICO 3-4

Periodo Selección múltiple **Estado** Todas



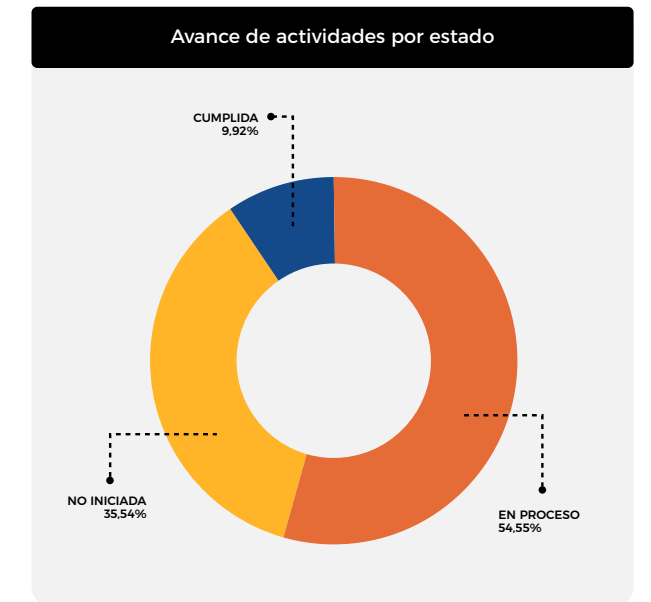
El visor consta de dos hojas, una primera de definiciones y la segunda presenta los avances del PIGCCme a corte del segundo semestre del 2021, siendo posible distinguir en la tabla anexada las actividades cumplidas, aquellas en proceso y las que no han iniciado aún.

Pregunta de Negocio 4²⁰:

¿Cuál es el avance de las actividades planteadas en el PIGCCme 2030 y PIGCCme 2050?

A esta pregunta se le dio respuesta a través del indicador InAc (Indicadores de Actividades del PIGCCme). A continuación, se muestra el respectivo visor:

Visor elaborado para la pregunta de negocio 4



Fuente: Tomado de plataforma intégrame

¹⁹ <https://www.integrime.gov.co/tablero/avance-de-actividades-pigccme/>



Pregunta de Negocio 5²¹:

¿Cómo se reflejan las actividades de mitigación planteadas en el PIGCCme en el sector?

Para resolver esta pregunta, se presenta una serie de indicadores los cuales fueron clasificados como indicadores Tipo 1 o Tipo 2. La diferencia básica entre ambos tipos de indicadores corresponde a que aquellos clasificados como Tipo 1 tienen sentido físico si se suman sus diferentes desagregaciones, por ejemplo, tiene sentido sumar la generación eléctrica a través de fuentes fósiles y aquella a través de fuentes no convencionales, por otro lado, hay indicadores (aquellos tipo 2) como la eficiencia de las centrales térmicas, para las cuales no tendría sentido sumar la eficiencia de generación con carbón y la eficiencia de generación con gas natural. Los

indicadores tenidos en cuenta se listan a continuación:

- ◆ 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

²¹ <https://www.integrime.gov.co/tablero/indicadores-pigccme-tipo-1-y-2/>

◆ 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

La siguiente figura muestra el visor que da respuesta a esta pregunta de negocio:

GRÁFICO 3-5

Visor elaborado para la pregunta de negocio 5

Indicador
 Capacidad Instalada de G...

Año
 2019

Subsector
 Todas

Detalle Subsector
 Todas

Departamento
 Todas

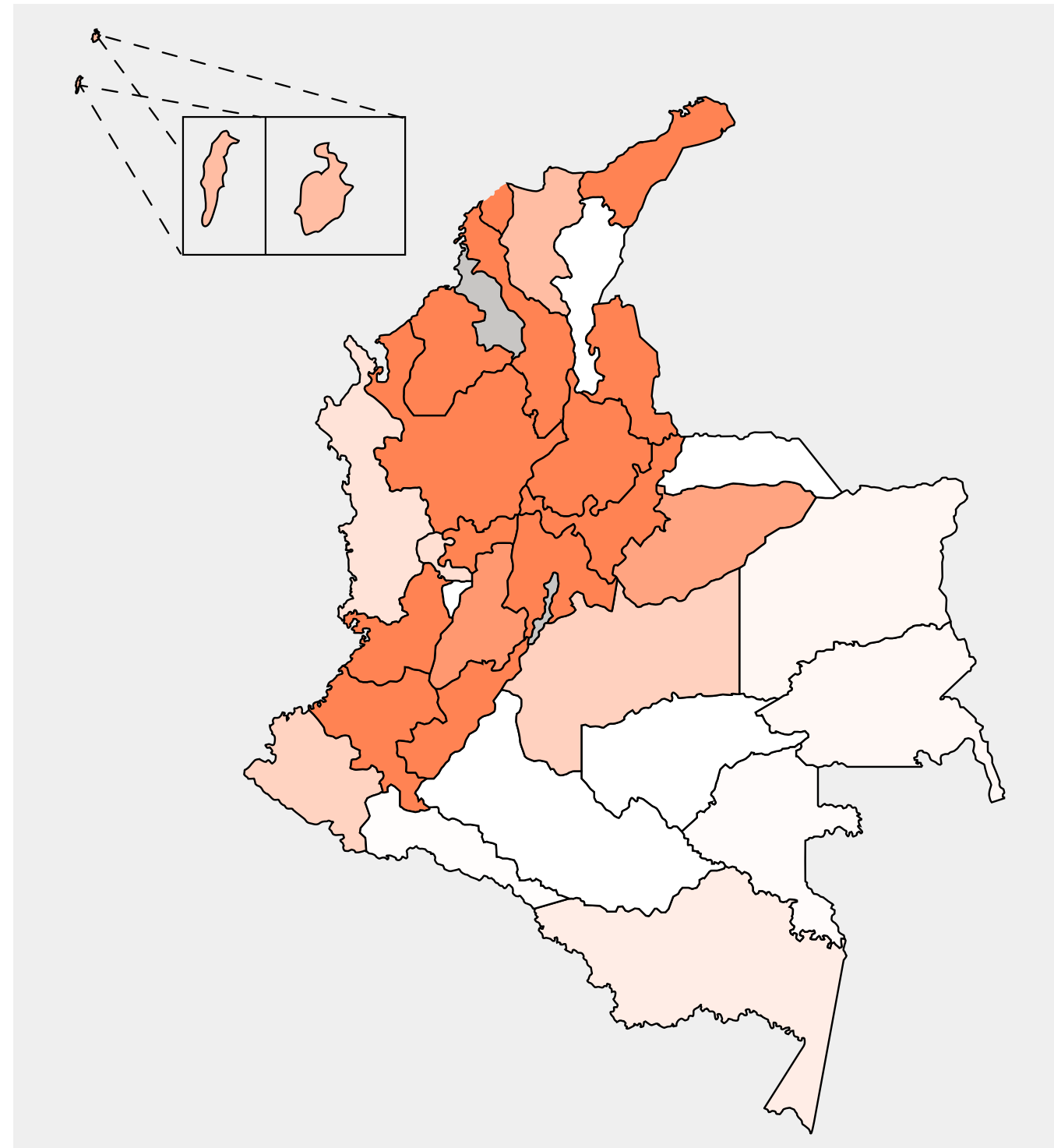
Desagregado 1
 Todas

Desagregado 2
 Todas

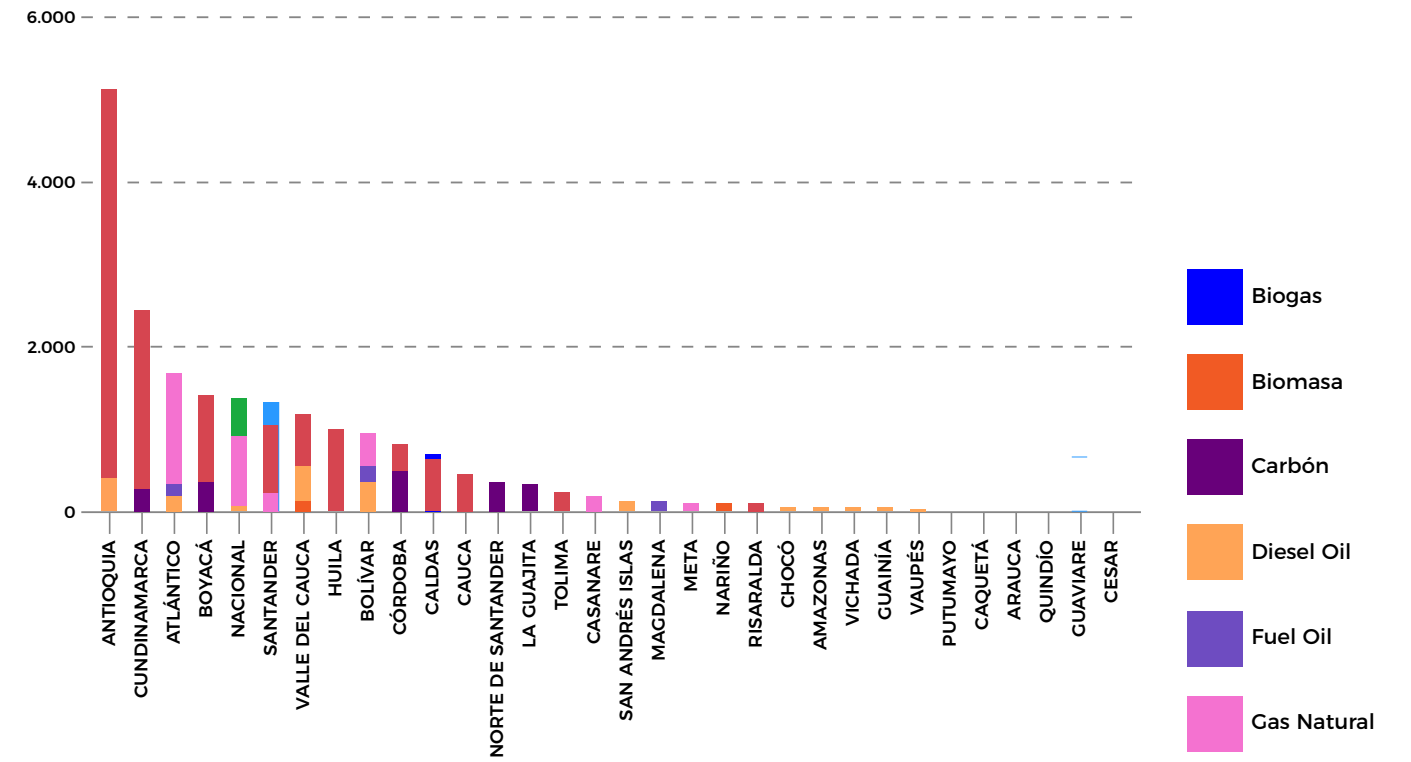
Unidad de medida
MW

Año seleccionado
2019

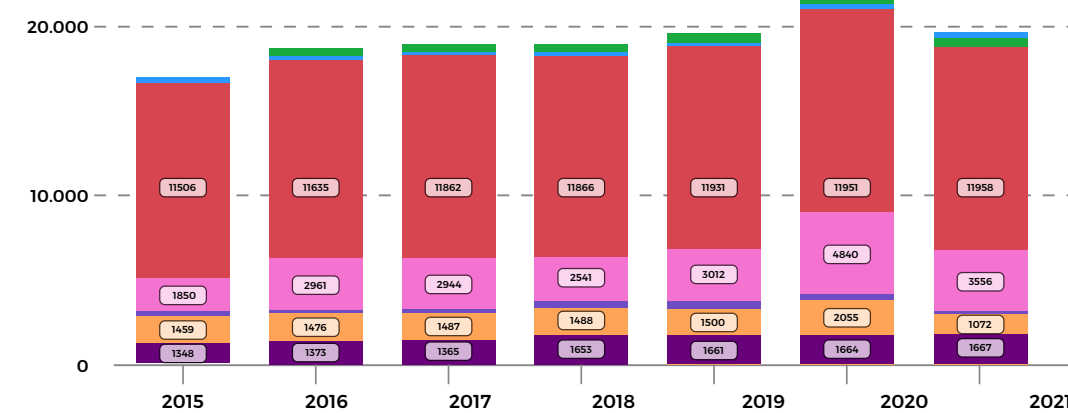
Indicador PIGCCme Tipo 1
19.544,50



Indicador PIGCCme Tipo 1 por departamento



Indicador PIGCCme Tipo 1 Histórico



Fuente: Tomado de plataforma íntegra

El visor consta de tres hojas, una hoja de definiciones, la segunda hoja con un visor que muestra hasta con una desagregación territorial de departamento en el periodo 2015-2021 los diferentes indicadores tipo 1 y la tercera hoja que muestra los indicadores tipo 2.

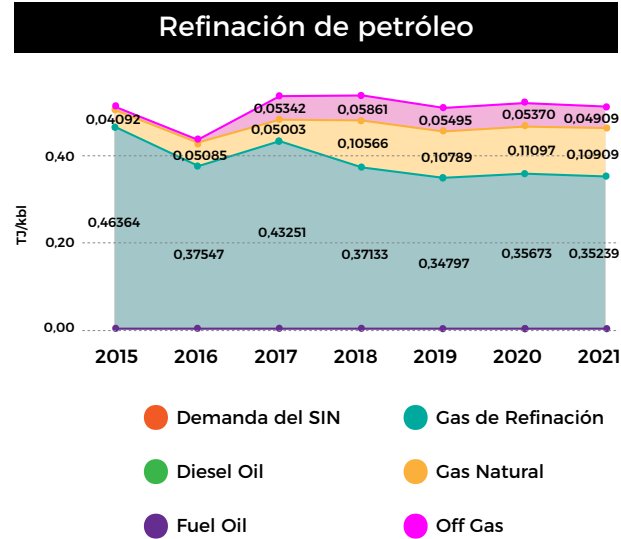
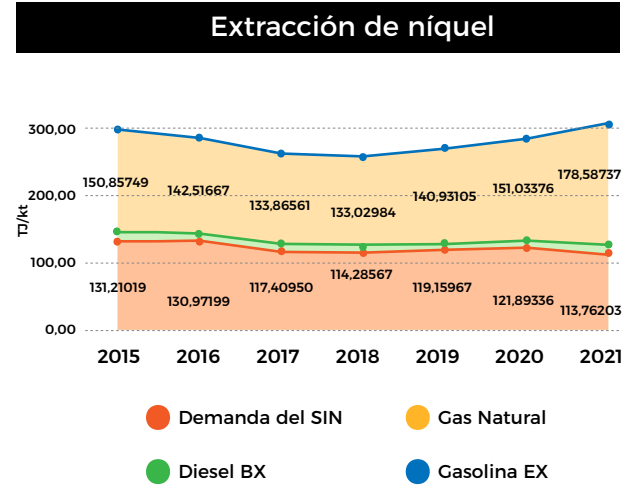
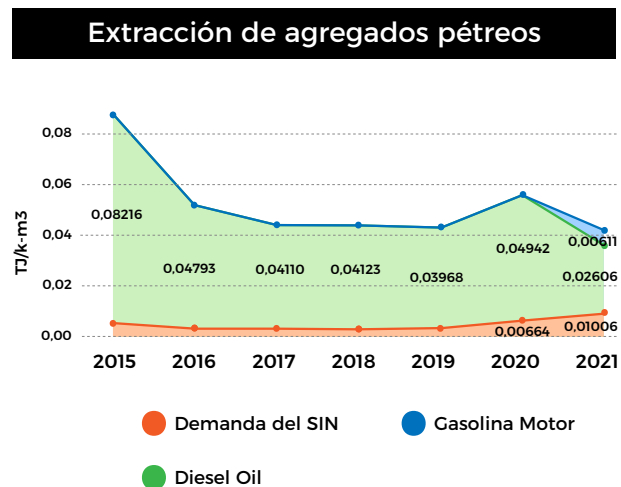
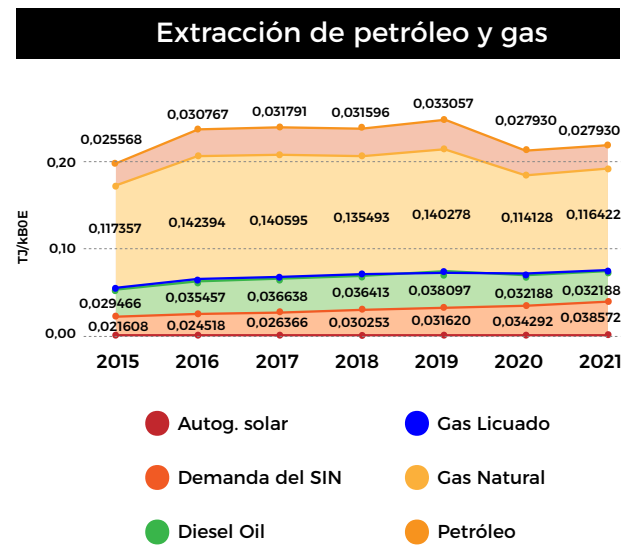
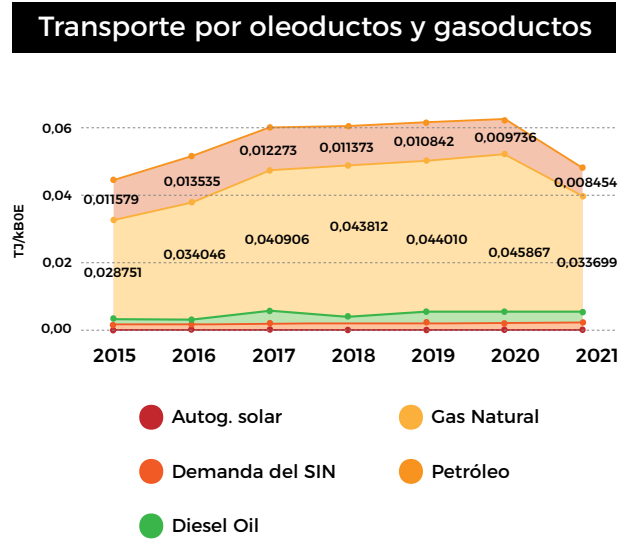
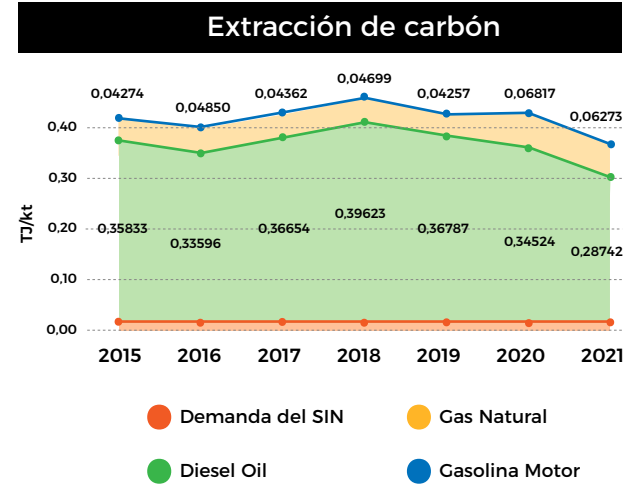
Finalmente, se indica que se decidió realizar un visor aparte para el indicador (EfPT) Eficiencia de Producción basada en la demanda total de energía²².

²² <https://www.integrado.gov.co/tablero/eficiencia-de-produccion-basada-en-la-demanda-total-de-energia/>

GRÁFICO 3-6

Visor elaborado para el indicador Eficiencia de producción basada en la demanda total de energía

Año 2015 2021 **Energético** Todas



Este indicador mide la efectividad de los procesos de producción y energéticos empleados históricamente en cada uno de los subsectores de la cartera minero-energética.

Todos los visores permiten descargar su respectiva base de datos facilitando al usuario el acceso a la

información sectorial. Se hace énfasis que se debe dar continuidad a la articulación entre el equipo MRVme e Intégrame de manera que se puedan actualizar periódicamente los diferentes visores, permitiendo la divulgación de información reciente y actualizada a las comunidades, ciudadanía y público en general.



Fuente: Tomado de plataforma intégrame



4. DESARROLLO DE CAPACIDADES

4.1 FORTALECIMIENTO DE CAPACIDADES PLANIFICADAS

En el contexto del seguimiento al MRVme, se ha llevado a cabo un significativo fortalecimiento de los conocimientos del personal encargado de la estimación de emisiones e indicadores, así como del equipo responsable de la consolidación del informe del MRVme. Este proceso de capacitación y desarrollo de habilidades ha resultado 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 componente de mitigación del PIGCCme 2050.

En este sentido, se han establecido los primeros canales de flujo de información, lo que ha posibilitado la estimación de emisiones, indicadores y demás datos presentes en este

informe del MRVme. No obstante, se reconoce la necesidad de reforzar y mejorar estos canales mediante la implementación de acuerdos interinstitucionales que faciliten un flujo de información más ágil y efectivo.

De igual forma, el equipo MRVme ha sostenido reuniones con representantes de diferentes entidades gubernamentales (UPME, ANH, MADS, IDEAM, etc.) y agremiaciones y empresas sectoriales (ANDEG, ECOPEPETROL, CENIT, etc.) donde se ha divulgado las funciones y objetivos del equipo MRVme y se han dado espacios que han permitido garantizar la calidad de la información específica recolectada para la realización del análisis sectorial. Se debe continuar con la generación de estos espacios, de manera que a nivel sectorial exista una apropiación sobre la importancia del MRVme.

4.2 FORTALECIMIENTO DE CAPACIDADES PLANIFICADAS PRÓXIMOS PASOS

A nivel interno del equipo MRVme, una de las principales prioridades es el fortalecimiento del equipo de trabajo dedicado a todos los procesos involucrados en el MRVme. Este equipo deberá encargarse tanto de la adquisición de la información inicial como de los procesos internos y los resultados finales del MRVme. Un elemento fundamental para la mejora continua del MRVme es la capacitación constante del equipo interno y de las entidades adscritas al MME en las metodologías de cuantificación de emisiones y su correspondiente incertidumbre. Esto contribuirá a aumentar el conocimiento en el sector sobre las técnicas de estimación de emisiones, lo que posibilitará una mejora continua en la precisión y calidad de los resultados del MRVme.

Adicionalmente, dado el surgimiento de tecnologías emergentes en el sector, como el almacenamiento de baterías, la generación y uso de hidrógeno, así como las tecnologías de captura, uso y almacenamiento de carbono, es de suma importancia fortalecer las capacidades para estimar las emisiones o reducciones asociadas a estas tecnologías. Asimismo, es necesario desarrollar indicadores que faciliten un seguimiento efectivo de la implementación de estas tecnologías y su impacto en las emisiones GEI del sector.

El equipo a cargo del MRVme deberá aprovechar todos los instrumentos administrativos y el respaldo del MME para fortalecer las capacidades de flujo de información en el MRVme. Además, durante las revisiones periódicas del MRVme, el equipo debe identificar nuevas necesidades de información y coordinará los mecanismos de recopilación de datos con las entidades responsables de generarlos, garantizando la inclusión de información actualizada y relevante en el proceso de monitoreo.

A nivel sectorial, el grupo de cambio climático de la OAAS del MME debe establecer una estrategia de fortalecimiento de las capacidades a nivel sectorial en materia de cambio climático, asegurando sinergia entre entidades relacionadas con el sector, las comunidades y la ciudadanía. Como parte importante de dicha estrategia se tiene el sistema MRVme, el cual debe fortalecerse continuamente para promover el desarrollo de capacidades a nivel sectorial. La coordinación entre la estrategia desarrollada por el grupo de cambio climático y el MRVme garantizará una implementación coherente y efectiva del MRVme, fortaleciendo la toma de decisiones informada y basada en datos sólidos.



5.

PLAN DE MEJORAMIENTO

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

TABLA 5-1

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.	<p>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.</p> <p>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.</p>
	Hallazgos encontrados por consultor internacional sobre el sistema MRV nacional	<p>En el marco del proyecto CBIT se ejecutó una consultoría por parte de Kairo climate impulse para orientar y generar insumos que faciliten y fortalezcan el sistema MRV de mitigación colombiano, en ese contexto, se realizó un diagnóstico sobre los sistemas MRV sectoriales el cual permitió identificar que a nivel sectorial el MRV minero-energético presenta los mejores resultados en cuanto a estructuración, consolidación y gestión de información de la cartera, sin embargo, se identificó que el sistema se debe fortalecer en aspectos relacionados con el seguimiento a las acciones de mitigación adelantadas desde el sector, se deben empezar a articular estrategias y espacios con las entidades relacionadas para fortalecer el seguimiento a las acciones de mitigación.</p>
	Falta de información de los proyectos sectoriales de mitigación registrados a RENARE.	<p>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.</p>
	Falta de información de los proyectos sectoriales de mitigación registrados en los estándares del mercado voluntario de carbono	<p>Es esencial desarrollar y fortalecer un protocolo que detalle claramente la información requerida para hacer el seguimiento a las reducciones reportadas en los estándares por la ejecución de diferentes proyectos en el sector minero-energético.</p>
	Fortalecimiento de consulta anual de datos relacionados con consumo de Gas Natural.	<p>Es fundamental fortalecer el mecanismo de recolección de datos sobre consumo de gas natural en actividades relacionadas con Minería de Carbón y en las estaciones de la red de transmisión de gas.</p>

TABLA 5-1

MÓDULO DEL MRV	HALLAZGO	PLAN DE MEJORA
	Necesidad de articulación con UPME y Ecopetrol.	Se debe seguir impulsando el uso del formato elaborado en conjunto con UPME para la captura de variables de interés en los segmentos Upstream y Downstream relacionados con la actividad de Ecopetrol.
	Actualizar la metodología de estimación de Emisiones fugitivas en Petróleo y gas de acuerdo con el refinamiento 2019 de las guías IPCC	Se debe evaluar el uso del refinamiento IPCC 2019 y la posibilidad de desarrollar factores de emisión propios (de acuerdo con la información disponible por parte de ANH) para el cálculo de las emisiones fugitivas del subsector de Petróleo y Gas.
	Mejora en los datos de actividad respecto al consumo de combustible en el segmento Upstream.	Actualmente para la estimación de las emisiones por consumo de combustibles en el segmento Upstream proyecciones basadas en el estudio Re-Hart 2014, se debe incluir la información de consumos en la actividad Upstream reportada por las diferentes empresas de sector siendo Ecopetrol un actor clave en esta mejora.
	Falta de continuidad en la entrega de la información por parte de los proveedores.	<p>Es crucial preservar y aumentar las habilidades técnicas obtenidas para manejar la información requerida en cada etapa del MRVme. Esto significa disponer de personal bien capacitado y actualizado en las metodologías de cuantificación de emisiones, así como en el uso de las herramientas y tecnologías necesarias para el procesamiento y análisis de datos.</p> <p>Además, es esencial realizar un seguimiento continuo del funcionamiento de los arreglos institucionales establecidos para la transferencia de información entre las diferentes entidades involucradas en el MRVme. Esto implica revisar regularmente los protocolos de intercambio de información, identificar posibles brechas o problemas en la transmisión de datos, y tomar las medidas correctivas necesarias para asegurar la integridad y confiabilidad de la información.</p>
PROCESO - GESTIÓN	Estrategia para socialización del MRVme a entidades no adscritas al MME.	La definición de una estrategia para socializar el MRVme con entidades como el IDEAM, MinAmbiente y otras instituciones es crucial para promover la colaboración, identificar necesidades y aprovechar oportunidades de mejora en el sistema MRVme.
PROCESO - PROCESAMIENTO	Falta incluir información de SF6.	Revisar la información del sector para evaluar la inclusión de emisiones de SF6.

MÓDULO DEL MRV	HALLAZGO	PLAN DE MEJORA
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 fundamental para garantizar la eficiencia y efectividad en la recolección, procesamiento, verificación y divulgación de datos sobre las emisiones de GEI en el sector minero-energético. Este modelo debe formalizarse en un protocolo del MRVme, que defina las directrices y procedimientos específicos a seguir en cada etapa del proceso.

Fuente: Elaboración propia





6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El informe del MRVme del sector minero energético destaca los avances logrados en la ejecución del Plan Integral de Gestión del Cambio Climático del sector (PIGCCme), así como el cumplimiento de sus objetivos de reducción de emisiones GEI. Además, ofrece una perspectiva clara sobre las áreas donde se han experimentado problemas en el flujo de información.

El sistema MRV ha alcanzado hitos importantes, como la actualización de la serie temporal en el periodo 2010-2022, fortaleciendo el mecanismo

de obtención de información de consumo de combustibles en actividades mineras estableciendo una metodología para la obtención de esta información para los sectores de minería de carbón y de agregados pétreos, en este caso se recomienda fortalecer el acceso a SICOM, de manera que la consulta del consumo de los combustibles líquidos pueda consultarse de manera sistemática. Igualmente, para el sector midstream se logró un acercamiento con CENIT lo cual permitió refinar la metodología usada para la departamentalización del consumo de

combustibles en este subsector a nivel departamental, se recomienda este tipo de aproximaciones para empresas del sector cuya operación se da a lo largo del territorio nacional, de esta manera se disminuyen los supuestos a la hora de tener que departamentalizar las emisiones o indicadores. A futuro se plantean mejoras como la incorporación del refinamiento IPCC 2019 para la estimación de las emisiones fugitivas de gas, a la vez que se trabaja de la mano con ANH en la búsqueda de elaborar factores de emisión nacionales para el sector upstream. Todas las mejoras en los cálculos permitirán que se entregue al equipo del INGEI mejor información la cual, describirá de manera efectiva al sector minero-energético en las futuras comunicaciones nacionales.

Se han logrado avances significativos en la implementación de las diferentes líneas estratégicas del PIGCCme 2050. Entre estos avances destacan: el desarrollo de una metodología inicial para la gestión y estimación de emisiones fugitivas en campos petroleros; el fortalecimiento de temas relacionados con la geotermia para la generación eléctrica; el uso de hidrógeno verde y azul, y tecnologías CCUS en la ley de transición energética. Los avances demuestran el progreso del sector en la implementación de medidas de mitigación y la

adaptación al cambio climático, contribuyendo a la reducción de emisiones de GEI.

El cálculo de los indicadores MRVme ha permitido realizar un seguimiento a 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, sin embargo, en trabajo conjunto con UPME y empresas del sector se ha avanzado en la elaboración de un formato que permitirá a futuro la captura de toda la información proveniente del Downstream. Se recomienda continuar el trabajo articulado con UPME, garantizando que la información utilizada por el sistema MRVme en cuanto a consumos de energéticos sea consistente con lo reportado en el BECO o otras estadísticas nacionales. Igualmente, se han presentado desafíos en la obtención de datos precisos sobre el consumo de combustibles en las actividades de extracción de hidrocarburos, actualmente se toma como insumo la proyección realizada del estudio de ReHart de 2014, al respecto se recomienda fortalecer las mesas técnicas con UPME para mejorar la calidad de los datos de consumos de energéticos en este



segmento. En este tercer reporte se continúa evidenciando una mejora en la disposición de información sobre la autogeneración de energía eléctrica y el uso de combustible destinado a esta actividad, permitiendo 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 su eficacia al estimar las emisiones de los distintos subsectores a nivel nacional y departamental. Esto ha permitido realizar un análisis histórico del rendimiento de dichos subsectores y su avance hacia el logro de las metas establecidas. Sin embargo, se identifican áreas de mejora en la recopilación y flujo de información, lo que podría mejorar el seguimiento del desempeño de las empresas individuales dentro del sistema MRV. Esto, a su vez, se traduciría en una mayor precisión de los indicadores propuestos y una estimación más precisa de las emisiones resultantes de los proyectos de mitigación implementados por las empresas, según lo informado en sus reportes de gestión.

Las proyecciones de emisiones para los diversos subsectores en la línea base y los escenarios de mitigación dependen de las proyecciones de producción de cada subsector dentro de la cartera minera energética. Por lo tanto, es recomendable revisar la discrepancia entre las proyecciones realizadas y los valores históricos obtenidos. Si esta diferencia es significativa, se deben ajustar los valores tanto para la línea base como para los escenarios de mitigación. En el caso del sector de minería de carbón, persisten señales que sugieren cambios en los supuestos de

producción nacional para el año 2050 en los próximos ejercicios de proyección de emisiones.

En cuanto a las emisiones del sector, se ha encontrado que el subsector de petróleo y gas y la generación eléctrica SIN han mostrado consistentemente 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 del petróleo y gas, no se han observado mejoras significativas en los valores de intensidad para la producción y refinación. Aunque estos valores están dentro de los rangos internacionales, el análisis de estas actividades no ha sido más exhaustivo debido a la identificación de oportunidades para mejorar la información sobre el consumo de combustibles.

Respecto al transporte de hidrocarburos, se ha evidenciado una disminución continua en la intensidad. En cuanto a minería de carbón, aunque se evidencia una reducción en las emisiones totales desde el 2020 respecto a años anteriores, la intensidad de emisiones no disminuyó estos años de manera considerable; por tal motivo la reducción que se presentó en estos años 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, desde 2021 se evidencia una

disminución en la intensidad de las emisiones de este subsector, alcanzando a 2022 valores cercanos a los predichos por la línea base y el ESC0. Para generación eléctrica ZNI se destaca el continuo incremento de la capacidad instalada de FNCE.

En las actividades midstream del sector de petróleo y gas, las emisiones han mostrado una tendencia a la disminución desde el año 2019. Este sector es el que ha presentado una mayor distancia entre sus valores actuales respecto a la línea base y el ESC0, indicando que las empresas dedicadas a este subsector han logrado poner en marcha medidas de mitigación de manera ambiciosa en su operación.

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. Se destaca que se han elaborado sesiones de trabajo conjunto con UPME y ECOPEPETROL, con el objetivo de definir un mecanismo único de flujo de información sobre la empresa, esta información será usada para las estadísticas energéticas nacionales gestionadas desde UPME y para la estimación de las emisiones sectoriales.

Al analizar los informes de sostenibilidad de las empresas, se identifica el 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 elaborar

planes integrales de gestión frente al cambio climático. Por tal motivo se recomienda 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. Dentro de los reportes de sostenibilidad de las empresas, se destaca el robustecimiento que desde las empresas se han dado al componente de adaptación, identificando agentes amenazantes frente al cambio climático y realizando en algunos casos una evolución de riesgos para establecer estrategias de adaptación.

Durante este periodo, se logró un hito importante en cuanto a la divulgación de resultados, en trabajo articulado con la plataforma íntegra del ministerio, se formuló una serie de visores que permite hacer seguimiento al cumplimiento de las metas en materia de cambio climático. Se debe trabajar en la actualización de la información de los mismos para cuando se expandan los años de la serie temporal bajo estudio.

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. Es prioritario garantizar a la actualización de los visores de INTÉGRAME con la información más reciente del sistema MRVme-.

7 BIBLIOGRAFÍA

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Ministerio de Minas y Energía. (2019). Informe de resultados Enero 2019 - Abril 2020. Plan de Gestión Integral de Cambio Climático. https://pigccme.minenergia.gov.co/public/uploads/web_documentos/5f699085ad50c.pdf

Ministerio de Minas y Energía. (2020). Propuesta del sistema de Monitoreo, Reporte y Verificación (MRV) de Mitigación de emisiones GEI del PIGCCme.

Ministerio de Minas y Energía. (2021a). Escenarios de mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero a 2030 y carbono neutralidad a 2050. https://pigccme.minenergia.gov.co/public/uploads/web_documentos/61b8aeac60301.pdf

Ministerio de Minas y Energía. (2021b). Plan Integral de Gestión del Cambio Climático del sector minero energético - PIGCCme 2050. https://pigccme.minenergia.gov.co/public/uploads/web_documentos/61ba091840593.pdf

National Treasury. (diciembre de 2019). Draft regulations: Greenhouse gas emissions intensity benchmarks prescribed for the purpose of section 11 of the carbon tax act. <http://www.treasury.gov.za/public%20comments/CarbonTaxAct2019/Draft%20Benchmark%20Regulations%20Carbon%20Tax%202%20Dec%202019.pdf>

OGCI. (2020). OGCI Performance Data and Targets 2020. <https://www.ogci.com/knowledge-base/ogci-performance-data/#greenhouse>

OLADE. (10 de diciembre de 2019). En la COP25 10 países de América Latina y El Caribe se comprometen a aportar para alcanzar el 70 % de energías renovables en la región. <http://www.olade.org/noticias/en-la-cop25-10-paises-de-america-latina-y-el-caribe-se-comprometen-a-aportar-para-alcanzar-el-70-de-energias-renovables-en-la-region/>

Restrepo, Á., Bazzo, E. & Miyake, R. (2015). A life cycle assessment of the Brazilian coal used for electric power generation. *Journal of Cleaner Production*, 92, 79-186. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2014.12.065>

UPME. (2013). Plan de Expansión de Referencia: Generación-Transmisión 2014-2028. <https://bdigital.upme.gov.co/bitstream/001/1030/2/4/24.%20PLAN%20DE%20EXPANSION%20%202014%20-%202028.pdf>

VITO, Universidad de los Andes, Wageningen Research & CIAT. (septiembre de 2020). Propuesta de actualización y consolidación de escenarios de emisiones de GEI por sector y evaluación de costos de abatimiento asociados en Colombia. <https://www.minambiente.gov.co/wp-content/uploads/2021/10/cambio-climatico-Informe-sobre-el-desarrollo-y-los-supuestos-para-la-realizacion-de-escenarios-de-referencia-ndc.pdf>

Zhou, A., Hu, J. & Wang, K. (2020). Carbon emission assessment and control measures for coal mining in China. *Environmental Earth Sciences*, 79(19), 461. <https://doi.org/10.1007/s12665-020-09189-8>