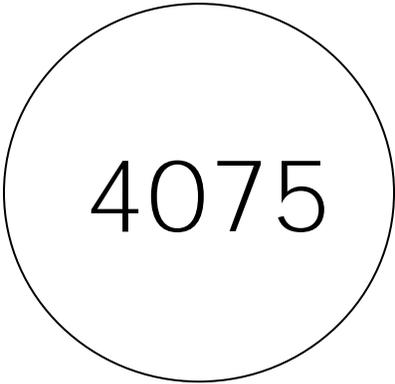


Documento CONPES

CONSEJO NACIONAL DE POLÍTICA ECONÓMICA Y SOCIAL
REPÚBLICA DE COLOMBIA
DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACIÓN



4075

POLÍTICA DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Departamento Nacional de Planeación
Ministerio del Trabajo
Ministerio de Minas y Energía
Ministerio de Comercio Industria y Turismo
Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible
Ministerio de Transporte
Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación

Versión aprobada

Bogotá, D.C., 29 de marzo de 2022

CONSEJO NACIONAL DE POLÍTICA ECONÓMICA Y SOCIAL
CONPES

Iván Duque Márquez
Presidente de la República

Marta Lucía Ramírez Blanco
Vicepresidenta de la República

Daniel Palacios Martínez
Ministro del Interior

Marta Lucía Ramírez Blanco
Ministra de Relaciones Exteriores

José Manuel Restrepo Abondano
Ministro de Hacienda y Crédito Público

Wilson Rufz Orejuela
Ministro de Justicia y del Derecho

Diego Andrés Molano Aponte
Ministro de Defensa Nacional

Rodolfo Enrique Zea Navarro
Ministro de Agricultura y Desarrollo Rural

Fernando Rufz Gómez
Ministro de Salud y Protección Social

Ángel Custodio Cabrera Báez
Ministro del Trabajo

Diego Mesa Puyo
Ministro de Minas y Energía

María Ximena Lombana Villalba
Ministra de Comercio, Industria y Turismo

María Victoria Angulo González
Ministra de Educación Nacional

Carlos Eduardo Correa Escaf
Ministro de Ambiente y Desarrollo Sostenible

Jonathan Tybalt Malagón González
Ministro de Vivienda, Ciudad y Territorio

Carmen Ligia Valderrama Rojas
Ministra de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones

Ángela María Orozco Gómez
Ministra de Transporte

Angélica María Mayolo Obregón
Ministra de Cultura

Guillermo Antonio Herrera Castaño
Ministro del Deporte

Tito José Crissien Borrero
Ministro de Ciencia, Tecnología e Innovación

Alejandra Carolina Botero Barco
Directora General del Departamento Nacional de Planeación

Laura Milena Pabón Alvarado
Subdirectora General de Prospectiva y Desarrollo
Nacional (E)

Amparo García Montaña
Subdirectora General del Sistema General de
Regalías

Yesid Parra Vera
Subdirector General de Inversiones, Seguimiento y
Evaluación (E)

Lorena Garnica De La Espriella
Subdirectora General de Descentralización y
Desarrollo Territorial

Resumen ejecutivo

La transición energética es un eje fundamental en el crecimiento económico sostenible, el incremento de la seguridad y confiabilidad energética, y en la disminución de las emisiones de Gases Efecto Invernadero (GEI) que reducirán los impactos en el cambio climático y la salud de la población. Los documentos de prospectiva energética de las agencias internacionales dejan claro que en la transición se busca la electrificación limpia pero que en el camino a ello los combustibles fósiles tendrán que jugar un rol importante. Colombia depende económica y energéticamente de recursos como el carbón y los hidrocarburos, sin embargo, también tiene un gran potencial en energías renovables como la eólica, solar, y geotérmica, así como en hidrógeno, por lo cual, el proceso de transición debe responder a ese contexto propio.

En el país se destacan importantes avances en materia de transición energética, como (i) las subastas que adjudicaron contratos de largo plazo para la integración de proyectos de generación con energías renovables que permitirán contar a 2023 con una matriz eléctrica diversificada; (ii) el desarrollo de un marco regulatorio y fiscal atractivo para el impulso de nuevos proyectos de generación de energía; (iii) la inclusión de nuevos energéticos y tecnologías en la matriz de generación, y (iv) la formulación y aplicación de lineamientos para fortalecer las instituciones asociadas al sector minero energético.

De igual forma, es pertinente resaltar las recomendaciones de la *Misión de transformación energética*, la hoja de ruta del hidrógeno, la hoja de ruta para la incorporación de la energía eólica costa afuera, el Plan Energético Nacional 2020–2050 (PEN); la *Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica* (ENME), entre otras estrategias y lineamientos, que han destacado a Colombia como líder regional en transición energética, en movilidad eléctrica, y en avances en el cierre de brechas propias del sector.

Sin embargo, estos avances solo han logrado plantear de manera parcial las bases del proceso de transición energética en el país, dado que se han caracterizado por una articulación débil entre los sectores que representan la base del desarrollo energético colombiano, así como por su naturaleza de corto y de mediano plazo. Por lo anterior, el objetivo general de la política es consolidar el proceso de transición energética a través de la formulación e implementación de acciones y estrategias intersectoriales que fomenten el crecimiento económico, energético, tecnológico, ambiental y social del país con el fin de avanzar hacia su transformación energética.

Puntualmente, se establecen cuatro ejes estratégicos que buscan incrementar la seguridad energética; incentivar el conocimiento y la innovación en transición energética; generar mayor competitividad y desarrollo económico desde el sector energético, y

desarrollar un sistema energético con bajas emisiones de GEI para disminuir las afectaciones al cambio climático. Para lo anterior, se han planteado líneas de acción dirigidas a incrementar la eficiencia energética; avanzar en el cierre de brechas de capital humano y el diseño de cualificaciones para el despliegue de la transición; estructurar la aplicación de nuevas tecnologías en el sector minero energético; desarrollar iniciativas para incrementar la cobertura del servicio de energía eléctrica; implementar medidas de digitalización, fiscalización, y gestión de la información del sector minero-energético, y definir lineamientos para el ascenso tecnológico en diferentes modos de transporte, entre otras más.

La política se adelantará en el periodo comprendido entre 2022 y 2028, y tendrá un valor indicativo de 306.378 millones de pesos para el desarrollo e implementación de las noventa y siete acciones que le permitirán al país consolidar y avanzar en su proceso de transición energética, se estima que estas inversiones públicas dinamicen iniciativas de inversión de carácter público-privado que superen los 283 billones de pesos en 2030. La implementación de esta política contempla la participación del Departamento Nacional de Planeación; el Ministerio de Minas y Energía; el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible; el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo; el Ministerio de Educación Nacional; el Ministerio de Transporte; el Ministerio de Hacienda y Crédito Público; el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación, y el Ministerio del Trabajo, así como de otras diez entidades del orden nacional.

Clasificación: Q32, Q43, Q54, Q55, y R42.

Palabras clave: Transición energética, energías renovables, eficiencia energética, transporte sostenible, digitalización, descarbonización, seguridad energética, diversificación y reconversión productiva.

TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN	11
2. ANTECEDENTES Y JUSTIFICACIÓN	12
2.1. Antecedentes.....	12
2.2. Justificación.....	27
3. DIAGNÓSTICO	30
3.1. Retos para incrementar la seguridad y confiabilidad energética	30
3.1.1. Ineficiencia en el uso de recursos energéticos	30
3.1.2. Brechas en el fortalecimiento y planeación de los mercados energéticos.....	34
3.1.3. Disminución de las reservas de gas y de crudo requeridas para atender la demanda local e incrementar la seguridad energética que soporte la transición.....	36
3.1.4. Insuficiencia de infraestructura de hidrocarburos que garantice el abastecimiento seguro, eficiente, y confiable	37
3.2. Insuficientes recursos y estrategias para promover la innovación y conocimiento en transición energética	38
3.2.1. Escasos lineamientos y estrategias para promover el desarrollo y uso del hidrógeno a nivel nacional.....	39
3.2.2. Baja oferta de programas de formación de capital humano en las temáticas relacionadas con transición energética	39
3.2.3. Insuficientes herramientas de planeación y difusión de información para los actores territoriales y usuarios finales del transporte sostenible	40
3.2.4. Insuficiencias en la normativa asociada a la gestión de cierres y restauración de áreas intervenidas por actividades mineras	41
3.2.5. Bajo desarrollo de iniciativas e investigación para implementar nuevas tecnologías en el sector minero-energético	42
3.3. Escasas medidas para el fomento de la competitividad y el desarrollo económico desde el sector minero energético.....	44
3.3.1. Brechas en la universalización del servicio de energía eléctrica	44
3.3.2. Ineficiencia en la prestación del servicio de alumbrado público	46
3.3.3. Insuficiencia en el despliegue de infraestructura de digitalización, fiscalización, e información, en el sector minero energético	47

3.3.4.	Baja participación de la industria nacional de transporte de cero y bajas emisiones	49
3.3.5.	Baja inversión nacional en exploración de minerales estratégicos para la transición energética a nivel nacional	50
3.3.6.	Dependencia económica de la producción de carbón y escasos lineamientos para la diversificación de las regiones productoras	50
3.3.7.	Escasos lineamientos para fomentar el desarrollo social en transición energética	52
3.4.	Altas emisiones de GEI asociadas al sistema energético del país	53
3.4.1.	Débil definición de alternativas de financiación, parámetros técnicos, y lineamientos de interoperabilidad, orientados a lograr el ascenso a tecnologías de cero y bajas emisiones en los diferentes segmentos y modos de transporte	53
3.4.2.	Débil posicionamiento y desarrollo estratégico del gas como combustible de transición y de confiabilidad del sistema energético	56
3.4.3.	Alta utilización de la leña como energético primario en regiones rurales	57
3.4.4.	Baja implementación de lineamientos y estrategias para el aseguramiento y calidad de combustibles y biocombustibles.....	57
3.4.5.	Alto grado de emisiones y generación de residuos asociados al transporte sostenible	58
3.4.6.	Insuficientes herramientas de planeación y regulación para la implementación de buenas prácticas de economía circular en el sector minero.....	59
4.	DEFINICIÓN DE LA POLÍTICA	60
4.1.	Objetivo general	60
4.2.	Objetivos específicos	60
4.3.	Plan de acción	60
4.3.1.	Estrategia para incrementar la seguridad y confiabilidad energética	61
4.3.2.	Estrategia para incrementar los recursos para promover la innovación y conocimiento en transición energética	66
4.3.3.	Estrategia para incrementar las medidas para fomentar la competitividad y el desarrollo económico desde el sector minero energético	70
4.3.4.	Estrategia para desarrollar un sistema energético con bajas emisiones de GEI ...	76
4.4.	Seguimiento	79
4.5.	Financiamiento	80

5. RECOMENDACIONES.....	82
GLOSARIO.....	88
ANEXO A. PLAN DE ACCIÓN Y SEGUIMIENTO (PAS).....	92
ANEXO B. PRINCIPIOS DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA PARA COLOMBIA.....	93
BIBLIOGRAFÍA	99

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Indicador de calidad en Áreas de Servicio Exclusivo (Horas servicio/día)	46
Tabla 2. Indicador de calidad en áreas de libre competencia (Horas servicio/día).....	46
Tabla 3. Cronograma de seguimiento.....	80
Tabla 4. Financiamiento indicativo de la política por entidad.....	81

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Distribución del consumo de energía final por sectores	31
Gráfico 2. Consumo de energía en el sector residencial	32
Gráfico 3. Consumo de energía eléctrica del sector industrial por subsectores	34
Gráfico 4. Cifras de exportación de carbón térmico.....	51
Gráfico 5. Cifras de exportación carbón metalúrgico	52
Gráfico 6. Composición de la oferta energética en el escenario de disrupción del PEN 2020–2050	97
Gráfico 7 – Comparación de la capacidad instalada de generación eléctrica entre enero de 2022 y diciembre de 2023	97

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Componente de la transición energética	91
--	----

SIGLAS Y ABREVIACIONES

Ameas	Áreas Mineras en Estado de Abandono
ANE	Agencia Nacional del Espectro
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
ANM	Agencia Nacional de Minería
AOM	Administración, Operación, y Mantenimiento
BPD	Barriles promedio día
BPM	Gestión de procesos de negocio
Cepal	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
CNM	Centro Nacional de Monitoreo del Mercado Mayorista
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
DER	Recursos energéticos distribuidos
DNP	Departamento Nacional de Planeación
EIA	Estudio de Impacto Ambiental
ENME	Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica
FAER	Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas
Fazni	Fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas no interconectadas
Fenoge	Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía
FNCER	Fuentes No Convencionales de Energía Renovable
GEI	Gases Efecto Invernadero
GLP	Gas licuado del petróleo
GNCV	Gas natural comprimido vehicular
GWh-día	Generación de energía en Gigavatios hora-día
IPCC	Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático
KBPD	Miles de barriles promedio día
kg CO ₂ -eq/bep	Kilogramo de dióxido de carbono equivalente por barril de petróleo equivalente
MBPE	Millones de barriles de petróleo equivalentes
MITS	Mesa Interinstitucional de Transporte Sostenible
Mpcpd	Millones de pies cúbicos por día
Mt	Megatoneladas
MTE	Misión de Transformación Energética
NBI	Necesidades Básicas Insatisfechas
NDC	Contribución Determinada a Nivel Nacional

OAAS	Oficina de Asuntos Ambientales y Sociales
OACI	Organización de Aviación Civil Internacional
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
ODS	Objetivos de Desarrollo Sostenible
PAI Proure	Plan de Acción Indicativo del Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía
PBV	Peso Bruto Vehicular
PEN	Plan Energético Nacional
PIB	Producto Interno Bruto
Pines	Proyectos de Interés Nacional Estratégicos
PMA	Plan de Manejo Ambiental
PND	Plan Nacional de Desarrollo
PNDM	Plan Nacional de Desarrollo Minero
PPAA	Proceso Permanente de Asignación de Áreas
PTO	Plan de Trabajos y Obras
Retilap	Reglamento Técnico de Iluminación y Alumbrado Público
Retiq	Reglamento Técnico de Etiquetado
Retsit	Reglamento Técnico de Instalaciones Térmicas
RUNT	Registro Único Nacional de Tránsito
SAF	Sustainable Aviation Fuels, Combustibles Sostenibles de Aviación
SGR	Sistema General de Regalías
SIC	Superintendencia de Industria y Comercio
SSPD	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
UPME	Unidad de Planeación Minero-Energética
ZNI	Zonas No Interconectadas

1. INTRODUCCIÓN

Durante los últimos años, Colombia se ha destacado como uno de los líderes en la región en materia de transición energética, gracias al diseño e implementación de varias leyes, políticas, estrategias, iniciativas de regulación y planes relacionados con el tema. El país ha avanzado en el proceso de transición energética al diversificar su matriz energética¹ mediante la entrada de proyectos de generación con Fuentes No Convencionales de Energías Renovables (FNCER); la implementación de las recomendaciones de la *Misión de transformación energética* (MTE) para modernizar y mejorar la eficiencia de los mercados, y el desarrollo de la hoja de ruta del hidrógeno. Por otra parte, se han expedido leyes y políticas que promocionan el uso de vehículos de cero y bajas emisiones², y habilitan el desarrollo de la infraestructura de suministro de carga eléctrica y gas combustible. También se han desarrollado políticas y estrategias orientadas a promover el abastecimiento, continuidad, confiabilidad y cobertura, de gas combustible y de combustibles líquidos de mayor calidad, aunado a un plan integral de gestión del cambio climático del sector minero energético visión 2050 actualizado en el año 2021.

No obstante, los avances en la materia han logrado plantear solo de manera parcial las bases del proceso de transición energética del país, pues se han caracterizado por la débil articulación entre los sectores que representan la base del desarrollo energético colombiano, así como por su naturaleza de corto y de mediano plazo. Lo anterior resulta problemático en la medida en que, dificulta promover la independencia macroeconómica y energética del desarrollo de actividades extractivas y, por esta vía, contribuir al desarrollo sostenible económico, ambiental, y social, que impulse el progreso del país en el largo plazo. Asimismo, la parcialidad en la consolidación de la transición energética está directamente relacionada con los retos que existen en materia de seguridad y confiabilidad energética; insuficiencia de recursos y estrategias para promover la innovación y conocimiento en transición energética; escasas medidas para el fomento de la competitividad y el desarrollo económico desde el sector minero energético, y emisiones de Gases Efecto Invernadero (GEI) asociadas al sistema energético del país.

La política que se presenta diseña, articula, e implementa, estrategias intersectoriales que solucionan las problemáticas descritas, y, por esta vía, fomentan la

¹ De acuerdo con la Sentencia C-056 de 2021 de la Corte Constitucional este término se utiliza para referirse al conjunto de fuentes, recursos y tecnologías de generación mediante los cuales se atiende la demanda de energía eléctrica del país.

² Refiriéndose a energéticos de cero emisiones el hidrógeno y la energía eléctrica y energéticos de bajas emisiones el gas natural, gas licuado de petróleo, gasolina, alcohol carburante y sus mezclas, con contenido de azufre máximo de 50 ppm y diésel, biodiésel y sus mezclas con contenido de azufre máximo de 50 ppm, según lo indicado en la Resolución 40177 de 2020.

transición energética, impulsando un crecimiento sostenible, eficiente, tecnológico, ambiental, y social. Esta política de transición energética plantea lineamientos y estrategias para incrementar la seguridad energética; incentivar el conocimiento y la innovación en transición energética; generar mayor competitividad y desarrollo económico desde el sector energético, y desarrollar un sistema energético con bajas emisiones de GEI en el marco de la realidad colombiana. El horizonte de ejecución de esta política será de seis años que comprenden el periodo entre 2022 y 2028, en el cual diecinueve entidades de orden nacional implementarán noventa y siete acciones que representan una inversión total de 306.378 millones de pesos.

Este documento está compuesto por seis secciones, incluyendo esta introducción. La segunda sección contiene la justificación y los antecedentes específicos de política relacionados con los sectores de energía eléctrica, hidrocarburos, movilidad sostenible, y minería. La tercera sección presenta el diagnóstico del estado actual de la transición energética en el país; mientras que, la cuarta sección define el objetivo de la política, las estrategias, y las acciones, que serán implementadas para consolidar el proceso de transición energética del país. Finalmente, la quinta sección presenta las recomendaciones al Consejo de Política Económica y Social (CONPES).

2. ANTECEDENTES Y JUSTIFICACIÓN

2.1. Antecedentes

Esta sección realiza una descripción de los principales antecedentes normativos, así como de los fines y alcances de los referentes de política más importantes en materia de transición energética en el país. Debido al extenso número de políticas y normas relacionadas, este análisis se limita a aquellos instrumentos más recientes y que se encuentran actualmente vigentes. De igual manera, esta sección también presenta la relación de la política propuesta en el Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2018–2022 *Pacto por Colombia, pacto por la equidad*. Por último, se presenta la justificación de esta política en términos de los retos que existen para lograr la consolidación del proceso de transición energética reconociendo los avances tecnológicos mundiales, los compromisos internacionales adquiridos por el país, y sus condiciones energéticas, ambientales, económicas, y sociales.

Es importante resaltar, que los elementos del marco de referencia de la política, así como la normativa relacionada, constituyen el resultado de grandes esfuerzos del Gobierno nacional y de los gobiernos locales. Estos esfuerzos ponen en evidencia los aportes que la academia y entidades multilaterales a través de cooperación internacional han realizado por avanzar hacia una transición energética justa en el país. En este orden de

ideas, para cada sector se presenta un análisis de la normatividad y documentos CONPES relacionados con la transición energética.

Energía eléctrica

En materia normativa, la Ley 1715 de 2014³ estableció el marco de incentivos para promover el desarrollo y la utilización de las FNCER, así como la gestión eficiente de la energía. Específicamente, la citada ley determina las competencias administrativas de las entidades públicas para la promoción y desarrollo de las FNCER; establece incentivos a la inversión en proyectos de fuentes no convencionales de energía, y crea el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (Fenoge). De igual manera, la ley contiene elementos para promover la gestión eficiente de la energía, que comprende tanto la eficiencia energética como la respuesta de la demanda.

Colombia ha adquirido compromisos para mejorar la productividad, crecimiento económico, cambio climático, y uso eficiente de los recursos naturales del país entre ellos los consignados en el Documento CONPES 3934 *Política de crecimiento verde*⁴. En 2018 este documento CONPES planteó que para 2030 se impulsaría el aumento de la productividad y de la competitividad económica del país asegurando el uso sostenible del capital natural y la inclusión social, y de manera compatible con el clima. Puntualmente, para el sector energético se definieron acciones orientadas a dinamizar y fortalecer: (i) la implementación de la eficiencia energética; (ii) el etiquetado de vehículos y equipos; (iii) el desarrollo de herramientas para el monitoreo del agua en zonas mineras; (iv) la dinamización de la agenda regulatoria para la inclusión de las FNCER; (v) la evaluación de la creación de un observatorio de energía; (vi) el establecimiento de lineamientos técnicos para la incorporación de sistemas de almacenamiento de energía, y (vii) el desarrollo de una hoja de ruta para garantizar el despliegue de la infraestructura de medición avanzada. Sin embargo, aunque las acciones incluidas en esta política ya han sido implementadas y aportaron a la solución de problemáticas puntuales en materia de transición energética, tales avances no son definitivos ni finales, por lo que se requiere establecer nuevos lineamientos y acciones para avanzar en hacia la consolidación del proceso de transición.

Por su parte, el PND 2018–2022 dispone incentivos y habilitadores con el fin de apalancar el desarrollo y utilización de las FNCER. En primer lugar, los artículos 174 y 175 de la Ley 1955 de 2019⁵: (i) establecen incentivos para la generación de energía

³ Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional.

⁴ Disponible en: <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/3934.pdf>.

⁵ Por el cual se expide el plan nacional de desarrollo 2018-2022 Pacto por Colombia, pacto por la equidad.

eléctrica con fuentes no convencionales, (ii) amplían el plazo para aplicar el beneficio tributario de deducción de renta pasando de cinco a quince años, e (iii) incluye la exclusión automática del Impuesto al Valor Agregado para la adquisición de paneles solares, inversores de energía, y controladores de carga para sistema solares. En segundo lugar, en materia de eficiencia energética, el artículo 292 de la citada ley, obliga a todas las administraciones públicas a realizar una auditoría energética para determinar objetivos de ahorro energéticos⁶ a partir de las cuales se definirán medidas de eficiencia energética para reducir el consumo energético. Finalmente, el artículo 296⁷ de la ley establece que entre el 8 % y 10 % de las compras de energía de los agentes comercializadores del Mercado de Energía Mayorista deben provenir de FNCER, por medio de contratos estandarizados de largo plazo. El PND 2018–2022 también propone estrategias para promover la modernización, competitividad, mejoras en la regulación y vigilancia, la focalización, y administración de recursos del sector de energía eléctrica.

En 2021 la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) publicó el *Plan de Acción Indicativo - Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía (PAI Proure) 2021–2030*, que presenta las metas indicativas de eficiencia energética del país. Adicionalmente, este documento presenta los avances alcanzados en la materia hasta el momento. El PAI Proure se plantea aumentar el porcentaje de energía útil sobre el consumo total de energía final de 31 % en 2019 a 41,1 % en 2030, así como reducir la intensidad energética del país pasando de 2,23 Terajulios por mil millones de pesos colombianos (TJ/Miles de millones) en 2019 a 1,60 TJ/Miles de millones en 2030. Por último, el PAI introduce las acciones y metas en eficiencia energética para los sectores transporte, residencial, industrial, y terciario. Sin embargo, este programa presenta propuestas y medidas de carácter indicativo y no establece estrategias o acciones de obligatorio cumplimiento para avanzar en eficiencia energética.

También es importante destacar la Ley 2099 de 2021⁸ que establece lineamientos de política pública para la transición energética del país. Esta ley cambia algunos aspectos de la Ley 1715 de 2014, modificando y ampliando su objetivo. Puntualmente, la ley define el hidrógeno verde y la geotermia como FNCER, al hidrógeno azul como una fuente no convencional de energía, y abre la ventana para la identificación y potencialización de proyectos para reducir las emisiones de GEI. Así también, la ley indica que todas estas

⁶ Esos objetivos serán de mínimo 15 % para el primer año y las metas escalonadas deben ser alcanzadas en el 2022.

⁷ Reglamentado por el Ministerio de Minas y Energía mediante las Resoluciones 40715 de 2019 y 40060 de 2021.

⁸ Por medio de la cual se dictan disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país, y se dictan otras disposiciones.

tecnologías podrán aplicar a los beneficios consignados en la Ley 1715 de 2014; al tiempo que fortalece el Fenoge ampliando su fuente de recursos y proyectos de financiación, y le asigna la responsabilidad de la creación de una plataforma de información para el registro de proyectos de FNCER y gestión eficiente de la energía (GEE). En cuanto a geotermia, la ley desarrolla medidas para la promoción de exploraciones e investigaciones, y crea el Fondo Único de Soluciones Energéticas con el objeto de articular diferentes fuentes de recursos para financiar acciones de mejora de la calidad del servicio e incrementar la cobertura energética, sustituyendo los actuales fondos eléctricos y de gas. Por último, la mencionada ley establece incentivos a la movilidad eléctrica y lineamientos para la adopción de programas para promover la masificación del uso de vehículos de cero y bajas emisiones.

En 2021 el Ministerio de Minas y Energía publicó la hoja de ruta de la MTE que contiene propuestas de política pública, regulatoria, y reforma institucional, para fortalecer y modernizar el sector energético. En una primera fase la MTE realizó el análisis de problemáticas y realidades del mercado energético agrupadas en cinco focos de trabajo, que fueron: (i) mercado mayorista; (ii) modernización de la red; (iii) mercado de gas natural; (iv) cobertura de energía y subsidios, y (v) marco institucional y regulatorio. En la segunda fase las temáticas fueron priorizadas para establecer la hoja de ruta para cada foco y actualmente el Ministerio de Minas y Energía, así como entidades responsables de la política energética iniciaron la implementación de medidas con las cuales se espera desarrollar un mercado de energía más competitivo y eficiente. Sin embargo, esta misión presenta recomendaciones de cara al sector energético que no son de obligatorio cumplimiento, por lo que será necesario evaluar las propuestas y proceder a su implementación.

Por último, en 2021 el Ministerio de Minas y Energía publicó *Hoja de ruta para el despliegue de la energía eólica costa afuera en Colombia*. Este documento proyecta el potencial del país en esta materia y proporciona recomendaciones en formulación de políticas, planificación, y desarrollo, de proyectos financiables. La hoja de ruta identifica un potencial el desarrollo de 50 gigavatios para proyectos eólicos costa afuera después de analizar diferentes factores, entre ellos, ambientales y sociales. De igual forma, presenta dos escenarios para el despliegue de esta tecnología y establece acciones y recomendaciones para la implementación de cada uno de los escenarios propuestos. Sin embargo, este documento solo presenta recomendaciones y habrá que implementar acciones concretas para avanzar en el despliegue de la energía eólica costa afuera.

Transporte sostenible

Entendiendo los impactos del sector transporte a la calidad del aire, en 2018 el Documento CONPES 3943 *Política para el mejoramiento de la calidad del aire*⁹ incluyó un componente cuyo fin es reducir las emisiones de GEI ocasionadas por fuentes móviles. Para lograr este fin, la política establece acciones orientadas a modernizar y renovar el parque automotor; mejorar la calidad de los combustibles y biocombustibles; implementar métodos de medición de emisiones, y verificar el cumplimiento de estándares de emisión de GEI. Se espera que para 2028 la cantidad de vehículos de cero y bajas emisiones que ingresan al parque automotor colombiano ascienda al 2,85 %; así también, que el 100 % de los sistemas de transporte masivo operando incorporen vehículos eléctricos y dedicados a gas natural; aumentar en 22 % los vehículos diésel cumpliendo el estándar de emisión Euro VI, y reducir en 34 % la evasión de la revisión técnico–mecánica.

Adicionalmente, en 2019 el Documento CONPES 3963 *Política para la modernización del sector transporte automotor de carga*¹⁰ propuso que en 2022 la edad promedio de la flota vehicular con peso bruto superior a 10,5 toneladas debía disminuir de 18 a 15 años. El programa de modernización del transporte automotor de carga busca reducir las emisiones contaminantes, ambientales, y de material particulado, a través del ascenso tecnológico, esperando mayores eficiencias en términos de costos, tiempos, calidad, confiabilidad, trazabilidad, y sincronización, en los movimientos de carga que hacen parte de la cadena de transporte y logística nacional. No obstante, esta política se concentró únicamente en medidas para el ascenso tecnológico en carga pesada, sin implementar acciones orientadas a disminuir emisiones de GEI en el ámbito urbano en donde el transporte de carga menor a 10,5 toneladas tiene participación.

Asimismo, en 2019 se realizó el lanzamiento de la *Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica* (ENME) que define las acciones para acelerar la transición hacia la movilidad eléctrica. Dichas acciones están enmarcadas principalmente en establecer el marco regulatorio y de política que asegure la promoción de la movilidad eléctrica, así como en la revisión y generación de mecanismos económicos y de mercado que contribuyan a la mencionada consolidación. Del mismo modo, las acciones buscan establecer los lineamientos técnicos a desarrollar para la promoción de tecnologías eléctricas en los diferentes segmentos carreteros, y definir las acciones que permitan el desarrollo de la infraestructura de carga de vehículos eléctricos. No obstante, el plan de acción de la ENME está previsto hasta 2022, un plazo corto para dar cumplimiento a todas las acciones requeridas en materia de

⁹ Disponible en: <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/3943.pdf>.

¹⁰ Disponible en: <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/3963.pdf>.

movilidad eléctrica y sobre las cuales es necesario dar continuidad para cumplir con las metas de inserción de flota eléctrica en el parque automotor.

Por otro lado, en materia normativa, la Ley 1955 de 2019 promueve el uso de tecnologías de cero y bajas emisiones en los sistemas colectivos o masivos de transporte. Concretamente, la Ley establece el apoyo técnico y financiero para la implementación de sistemas públicos colectivos o masivos terrestres, marítimos o fluviales en cualquiera de las jurisdicciones del territorio nacional, estableciendo como requisito para su cofinanciación por parte de la nación la incorporación de energéticos y tecnologías vehiculares de cero y bajas emisiones.

En ese sentido, el pacto *IV Pacto por la sostenibilidad: producir conservando y conservar produciendo* del PND 2018–2022 establece metas promoción y registro de vehículos eléctricos. Puntualmente, el pacto plantea: (i) la meta de registrar 6.600 vehículos eléctricos en el RUNT para 2022; (ii) el ingreso de vehículos que utilicen energéticos de cero y bajas emisiones teniendo en cuenta la revisión de condiciones tributarias y arancelarias que faciliten el ascenso tecnológico y facilidades de crédito para mejorar prácticas tecnológicas y ambientales en la industria; (iii) programas de reemplazo, desintegración, y renovación de flota, en sectores oficiales y en el parque automotor de buses y camiones, acompañado de la formulación y la implementación de estrategias para fomentar el transporte sostenible en modos de transporte carretero, férreo y fluvial, y (iv) la reglamentación y estandarización de factores de calidad del aire y la reglamentación de tasas de emisión por actualización de estándares de fuentes móviles. A su vez, se propone el etiquetado vehicular, el mejoramiento de los Centros de Diagnóstico Automotriz, ajustes a la normatividad, y métodos para evitar la evasión de la revisión técnico-mecánica y de emisiones contaminantes.

De otra parte, el *Pacto VI Pacto por el transporte y la logística para la competitividad y la integración regional* del PND 2018–2022, propone medidas para contar con sistemas de transporte de pasajeros competitivos y de calidad. Para ello, el mencionado pacto indica que se revisarán principalmente los componentes financieros que permitan el ascenso tecnológico a estándares de cero y bajas emisiones mediante la promoción de la renovación del parque automotor en los sistemas cofinanciados por la nación. Asimismo, plantea aumentar el transporte de carga del modo fluvial de 5,1 a 7,8 millones de toneladas y 328 embarcaciones registradas, lo que implica un incremento de 35 % en el transporte de carga y alcanzar una extensión de vía férrea con operación comercial de 1.077 kilómetros (km) que significa un incremento del 61 %. Así también, dentro de sus lineamientos señala la necesidad de fomentar la eficiencia energética del sector transporte, y establece medidas de apoyo técnico y financiero para la implementación de sistemas de transporte público terrestre,

marítimo, o fluvial. En particular, se indica que se debe fomentar la eficiencia energética en el sector transporte a través de la actualización de reglamentos y esquemas de etiquetado vehicular, la definición de estándares de eficiencia energética para vehículos, y la inclusión de metas obligatorias de eficiencia energética en el PAI Proure.

El PND 2018–2022 también avanzó en la definición de instrumentos de política y normativos que aportan a la disminución de emisiones de GEI, al financiamiento de sistemas de transporte público, y a la promoción de la intermodalidad férrea y fluvial. De manera precisa, el *Pacto VI. Pacto por el transporte y la logística para la competitividad y la integración regional*, plantea que se deberán definir planes de desintegración y renovación del parque automotor tanto en la flota de sistemas de transporte público como de carga y que, en ese sentido, se deberán proponer incentivos y esquemas de financiación para la incorporación de vehículos limpios. Además, resalta la importancia del uso de modos más sostenibles para el transporte de carga y recomienda la implementación de los planes maestros para los modos férreo y fluvial. Sin embargo, frente a sus limitaciones, el instrumento de planeación no incluye dentro de su alcance definiciones sobre el hidrógeno como energético de cero emisiones y sobre su potencial uso en el sector transporte, así como tampoco contempla el ascenso tecnológico en modos diferentes al carretero, tareas que constituyen una oportunidad para esta política de transición energética.

Por otro lado, la Ley 1964 de 2019¹¹ promueve el uso de vehículos eléctricos en Colombia. Para tal fin reglamenta los beneficios económicos en su importación y compra; descuentos en revisión técnico–mecánica y seguro obligatorio de accidentes de tránsito (SOAT); además, fomenta el despliegue de infraestructura de carga y la incorporación de vehículos eléctricos en el transporte público y oficial. Dentro de sus avances, se han desarrollado incentivos para empresas como gravámenes arancelarios entre el 0 % y 5 % en la importación de vehículos eléctricos e híbridos, respectivamente, y a usuarios finales como descuentos en el SOAT, en la revisión técnico–mecánica, y excepciones al pico y placa, día sin carro, y restricciones impuestas en materia ambiental. Esta ley ha permitido la creación de incentivos a tecnologías de vehículos eléctricos e híbridos. Sin embargo, se concentró exclusivamente en incentivos a los segmentos de uso intensivo del modo carretero, sin contemplar otros segmentos y modos de transporte.

A su vez, la Ley 1972 de 2019¹² estableció las medidas tendientes a la reducción de emisiones contaminantes de fuentes móviles y el cronograma de mejoramiento de

¹¹ Por medio de la cual se promueve el uso de vehículos eléctricos en Colombia y se dictan otras disposiciones.

¹² Por medio de la cual se establece la protección de los derechos a la salud y al medio ambiente sano estableciendo medidas tendientes a la reducción de emisiones contaminantes de fuentes móviles y se dictan otras disposiciones.

combustible diésel para lograr el cumplimiento de los límites máximos permisibles de emisiones contaminantes de fuentes móviles. La mencionada ley establece que a partir de 2030 y 2035 todos los vehículos diésel en circulación y motocicletas, respectivamente, deberán cumplir los límites fijados, al igual que la verificación de los límites de emisión de contaminantes al aire generado por fuentes móviles mediante prueba dinámica en el territorio nacional. A pesar de ser un instrumento normativo ambicioso en la reducción de emisiones, no contempla medidas graduales para la salida de circulación de las tecnologías que para la fecha no cumplan los límites permitidos.

De manera similar, el Documento CONPES 3982 *Política nacional logística*¹³, consigna acciones orientadas a la consolidación de la intermodalidad y la promoción de modos de transporte eficientes. En ese sentido, las acciones se enfocan en aprovechar la capacidad de transporte de grandes volúmenes de carga de los modos férreo y fluvial, y así reducir los costos y las externalidades negativas asociadas al transporte. Sin embargo, esta política no pone en evidencia ahorros en materia energética y reducción de emisiones de GEI para dichos modos de transporte, ni plantea estrategias para su modernización.

Por otro lado, Colombia también ha avanzado en materia de implementación de medidas para la consolidación de estrategias orientadas a alcanzar la sostenibilidad financiera y ambiental de los sistemas de transporte público. Al respecto, el Documento CONPES 3991 *Política de movilidad urbana y regional*¹⁴ aprobado en 2020, priorizó acciones orientadas a lograr una movilidad activa, e incentivos para la consolidación de mecanismos de financiamiento orientados a alcanzar la sostenibilidad de los sistemas de transporte de uso masivo y colectivo, así como el establecimiento de las medidas necesarias para lograr el uso racional del transporte privado. Todo lo anterior, con el fin de integrar los conceptos de planeación organizada de la movilidad para contribuir a la disminución de externalidades negativas del transporte como la congestión vehicular, la siniestralidad vial, y la contaminación, a partir de la consideración de la integración de los diferentes actores de movilidad. Si bien, la política tiene una ambiciosa apuesta por la promoción del transporte público y uso racional de transporte motorizado, no incorpora acciones orientadas al ascenso tecnológico a tecnologías de cero y bajas emisiones en el sector.

Por último, la Ley 2169 de 2021¹⁵ establece acciones que permiten acelerar la transición hacia el transporte sostenible. Concretamente, la mencionada ley propone el diseño e implementación de políticas públicas orientadas a establecer estándares regulatorios

¹³ Disponible en: <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/3982.pdf>.

¹⁴ Disponible en: <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/3991.pdf>.

¹⁵ Por medio de la cual se impulsa el desarrollo bajo en carbono del país mediante el establecimiento de metas y medidas mínimas en materia de carbono neutralidad y resiliencia climática y se dictan otras disposiciones.

y técnicos para la comercialización y operación de tecnologías vehiculares de cero y bajas emisiones desde parámetros de mitigación y adaptación; metas de renovación de vehículos de carga; así como la promoción de instrumentos financieros que incentiven el ingreso de vehículos eléctricos, creando el *Fondo para la promoción de ascenso tecnológico*.

Hidrocarburos

En materia de hidrocarburos, varios documentos de política han aportado a la estabilidad fiscal del país, así como a promover la seguridad energética, la inversión regional vía regalías, y la diversificación de la matriz energética. El Documento CONPES 3190 *Balance y estrategias a seguir para impulsar el plan de masificación del gas*¹⁶, aprobado en 2002, hizo un balance de los objetivos alcanzados por el país hasta ese momento en términos de usuarios, municipios atendidos, y kilómetros de redes de gas tendidas, evidenciado un buen desempeño en el uso y cobertura de gas natural en el segmento residencial. Así también, el documento recomendó adoptar una política estable e integral de precios de los energéticos, especialmente, para los combustibles líquidos, de modo que se asegurara la disponibilidad de gas natural en el corto y largo plazo. Sin embargo, pese a los avances se desconoce cuál es el estado de los resultados o balance general de la política de masificación de gas combustible durante los últimos años, centrándose los análisis en el cumplimiento de las metas de cada gobierno.

Adicionalmente el documento CONPES 3510 *Lineamientos de política para promover la producción sostenible de biocombustibles en Colombia*¹⁷, aprobado en 2008, estableció objetivos para diversificar la canasta energética del país. También establece lineamientos para incrementar la producción sostenible de biocombustibles; contribuir a la generación de empleo formal en el sector rural; promover una alternativa de desarrollo productivo para la ocupación formal del suelo rural; garantizar un desempeño ambientalmente sostenible en la cadena productiva de biocombustibles, y posicionar al país como exportador de biocombustibles; sin embargo, el documento no aborda lineamientos para promover el uso alternativo de biocombustibles, ni el uso de combustibles sostenibles.

En 2015, se aprobó un documento CONPES destinado a financiar el programa para el fortalecimiento institucional del sector minero-energético estableciendo acciones dirigidas a mejorar la efectividad y eficiencia en la toma de decisiones y la transparencia del sector. El Documento CONPES 3839 *Concepto favorable a la nación para contratar un empréstito externo con la banca multilateral hasta por 30 millones de dólares, o su equivalente en otras monedas, destinado a financiar el programa para el fortalecimiento*

¹⁶ Disponible en: <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/3190.pdf>.

¹⁷ Disponible en: <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/3510.pdf>.

*institucional del sector minero-energético*¹⁸, contempló acciones específicas para lograr objetivos como el refuerzo de la calidad de la información del sector; el empoderamiento de la ciudadanía para mejorar la efectividad, eficiencia y transparencia en la toma de decisiones y la mejora de los sistemas de información, entre otros. A pesar de los avances obtenidos gracias a la iniciativa, a la fecha no se ha realizado un programa similar que integre medidas para enfrentar los nuevos retos relacionados con el manejo de la información en el sector.

Por su parte, en materia normativa, en el 2015 el Gobierno nacional efectuó una **compilación de todos los antecedentes normativos para el sector minero energético mediante el Decreto Único reglamentario 1073 de 2015**¹⁹. Concretamente, en el mencionado instrumento se compilaron disposiciones del sector de hidrocarburos en materia de explotación, exploración, transporte, y comercialización, de todos los hidrocarburos y sus derivados. Así, el título uno del decreto estableció aspectos asociados a la valoración de las reservas, la distribución, y almacenamiento, de combustibles líquidos; mientras que, el título dos estableció la reglamentación general del sector gas en materia de aseguramiento del abastecimiento, transporte, distribución, y comercialización, de gas natural y gas natural comprimido (GNC), así como del abastecimiento del gas licuado del petróleo (GLP).

Así, el Decreto 2251²⁰ de 2015 y el Decreto 2345 de 2015²¹ incluyeron en el Decreto Único mencionado, el manejo de abastecimiento de GLP en el Plan de Continuidad, así como los conceptos de confiabilidad y seguridad de abastecimiento, y el Plan de Abastecimiento de Gas Natural. De esta forma se organizó el instrumento para garantizar la infraestructura y medidas de seguridad del abastecimiento de GLP y se asignó a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) el deber de definir los mecanismos para su remuneración, incluyendo aquella necesaria para importar contemplada en el Plan de Continuidad de Combustibles Líquidos. Asimismo, en materia de gas natural se planteó el objetivo de identificar los proyectos necesarios para garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas natural para un período de diez años,

¹⁸ Disponible en: <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/3839.pdf>.

¹⁹ Por la cual medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía.

²⁰ Por el cual se reglamenta el artículo 210 de la Ley 1753 de 2015 y se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, Decreto 1073 de 2015, con medidas para garantizar el abastecimiento de gas licuado de petróleo a los sectores prioritarios en el territorio nacional.

²¹ Por el cual se adiciona el decreto único reglamentario del sector administrativo de minas y energía, Decreto 1073 de 2015, con lineamientos orientados a aumentar la confiabilidad y seguridad de abastecimiento de gas natural.

actualizado anualmente. Complementariamente, con el Decreto 2253 de 2017²² del Ministerio de Minas y Energía se establecieron los parámetros y lineamientos para el otorgamiento del incentivo al incremento de las inversiones en exploración y explotación de hidrocarburos. Sin embargo, pese a los avances normativos se evidencian vacíos en materia de disposiciones para el desarrollo de Gas Natural Licuado y la incorporación de medidas de nuevas reservas.

A través del *Pacto VIII Pacto por la calidad y eficiencia de servicios públicos*, el PND 2018–2022 estableció estrategias y metas orientadas a aumentar la cobertura del servicio de gas combustible e incrementar la sustitución de leña y diésel por GLP. Esta sustitución busca la reducción de emisiones y el logro de mayor eficiencia energética. Con los programas de sustitución de leña se ha planteado que en 2022 el país llegue a la meta de 100.000 usuarios beneficiados con el servicio público domiciliario de gas combustible, así también, para el mismo año se espera alcanzar una ampliación de cobertura del servicio de gas combustible por redes que pase de beneficiar 9.525.597 usuarios a 10.525.597.

Así también, el *Pacto IX Por los recursos minero-energéticos para el crecimiento sostenible y la expansión de oportunidades* del PND 2018–2022 presenta estrategias para analizar la viabilidad de nuevas fuentes de hidrocarburos, alternativas energéticas, incremento de reservas, y producción de hidrocarburos. Adicionalmente se plantearon directrices para el desarrollo de planes de abastecimiento de GLP y combustibles líquidos. Con el despliegue de estas estrategias, el PND ha planteado metas específicas a 2022 entre las que se destacan: (i) incrementar los pozos exploratorios perforados de 46 a 207; (ii) mantener los años de las reservas probadas de crudo en 5,7 años; (iii) mantener una producción promedio diaria de crudo de 865.000 barriles y de gas de 1.070 millones de pies cúbicos, y (iv) alcanzar unas reservas probadas de crudo de 1.782 millones de barriles y de 3,8 terapés cúbicos (TPC) de gas y 6.900 kilómetros de sísmica en dos dimensiones equivalente. En materia de calidad de combustibles, para el mismo año el pacto establece como meta una disminución en el contenido de azufre en diésel a 10 partes por millón (ppm) y en gasolina a 50 ppm.

El PND 2018–2022 también propone medidas para reducir los riesgos de suministro de energéticos mediante un portafolio energético diversificado que incorpore en el corto y largo plazo los cambios tecnológicos. El *Pacto IX Por los recursos minero-energéticos para el crecimiento sostenible y la expansión de oportunidades* del mencionado plan, indica que para lograr la diversificación se debe avanzar en tecnologías que permitan

²² Por el cual se reglamenta el artículo 365 de la Ley 1819 de 2016 y se adiciona el Decreto Único del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, en relación con el incentivo a las inversiones en hidrocarburos y minería.

el uso de nuevos energéticos y la implementación entre otros de medición avanzada para el fortalecimiento de los usuarios del servicio de energía. También se establecen medidas tendientes a promover la mayor participación de energéticos menos contaminantes dentro de un mercado competitivo y sostenible, planteando medidas que permitan determinar la necesidad de infraestructura de transporte adicional o complementaria para incorporar los recursos (crudo, gas, combustibles líquidos, entre otros).

Por otro lado, en 2020 se publicó el Documento CONPES 3990 *Colombia potencia bioceánica sostenible 2030*²³ que incluyó a los océanos como activo estratégico de la nación. El citado documento estableció acciones asociadas a la evaluación del potencial de hidrocarburos (gas y petróleo) costa afuera. Lo anterior, contribuye al fortalecimiento de la autosuficiencia energética; al crecimiento económico; la sostenibilidad de las finanzas públicas, y a la generación de nuevos empleos. Sin embargo, el documento no desarrolló la incorporación de reservas de yacimientos costa afuera, necesarios para la confiabilidad energética requerida durante el proceso de transición.

El Documento CONPES 4023 *Política para la reactivación, la repotenciación y el crecimiento sostenible e incluyente*²⁴, aprobado en 2021, incorporó acciones para dinamizar la reactivación económica y el empleo desde el sector de hidrocarburos. Entre estas se destacan el análisis de las modificaciones requeridas en el *Fondo Especial Cuota de Fomento* de gas natural para mejorar el uso de los recursos disponibles para la ejecución de proyectos de ampliación de cobertura (redes y conexiones) de gas. Adicionalmente, el documento incorporó acciones frente al diseño e implementación de la estrategia para el desarrollo y consolidación del conocimiento geo-científico, y la diversificación de la exploración y explotación de recursos mineros energéticos; así como la implementación de estrategias para hacer más eficientes los procesos de consulta previa y estrategias de relacionamiento social y articulación nación territorio con los actores que intervienen en la entrada de proyectos de explotación de minerales e hidrocarburos.

Por otro lado, en agosto de 2021 el Gobierno nacional expidió la Ley 2128 de 2021²⁵ con el fin de promover el abastecimiento, continuidad, confiabilidad, y cobertura de gas combustible en el país. Esta ley tuvo como fin contribuir al logro del suministro de gas como eje de la transición energética del país, y a la promoción de proyectos de investigación, innovación, y nuevos usos del gas combustible. Así, entre las medidas que se incluyeron en la ley están la ampliación del programa de subsidio al consumo en cilindros;

²³ Disponible en: <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/3990.pdf>.

²⁴ Disponible en: <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/4023.pdf>.

²⁵ Por medio de la cual se promueve el abastecimiento, continuidad, confiabilidad, y cobertura del gas combustible en el país.

el establecimiento del programa de sustitución de leña, carbón, y residuos, por gas combustible; la generación de energía eléctrica a partir de gas combustible; la masificación del uso del gas natural, AutoGLP, y NautiGLP, como combustible vehicular terrestre, marítimo, y fluvial, y la incorporación de flota terrestre con tecnología a gas en sistemas de Transporte Estratégico, Integrado o Masivo por un término de diez años.

En septiembre de 2021, el Ministerio de Minas y Energía publicó la *Hoja de ruta de hidrógeno* que trazó el rumbo para el desarrollo del mercado de este energético en el país con un horizonte de tres décadas. La hoja de ruta incluye las perspectivas de oferta y demanda del energético; propone que para 2030 se alcance una producción de 50 kilotoneladas de hidrógeno azul y entre 1 y 3 Gigavatios (GW) de capacidad instalada de electrólisis para producir hidrógeno verde, con lo que se esperan reducir de 2,5 a 3 megatoneladas (Mt) de emisiones de Dióxido de carbono equivalente (CO₂eq) durante la década 2020 a 2030. En cuanto a movilidad sostenible estableció como meta al año 2030, la inclusión de al menos 1.500 vehículos ligeros energizados con pilas de combustible de hidrógeno, así como la incorporación de mínimo 1.000 vehículos para transporte de carga pesada, los cuales serán surtidos por el energético a partir del montaje de mínimo 50 hidrogenaras de carácter público (Ministerio de Minas y Energía, 2021).

Minería

La Ley 685 de 2001²⁶ declaró que el desarrollo de las actividades mineras debe realizarse de manera armónica con los principios y normas de explotación racional de los recursos naturales no renovables y del ambiente. Asimismo, la ley relaciona los lineamientos para el buen desarrollo de las operaciones mediante el plan de trabajos y obras y el *Instrumento para el control y seguimiento ambiental*. Sin embargo, la mencionada norma, presenta debilidades en el contenido normativo de la temporalidad, requerimientos técnicos y garantías específicas a los titulares mineros, para garantizar la gestión integral del cierre y abandono de áreas intervenidas por minería, para la prevención de la generación de pasivos ambientales.

El Documento CONPES 3762 *Lineamientos de política para el desarrollo de Proyectos de Interés Nacional Estratégicos - Pines*²⁷ aprobado en 2013 impulsó y priorizó el desarrollo de proyectos clave para el sector minero, importantes para impulsar la minería a gran escala, la producción industrial, y diversificar la matriz energética, contribuyendo al desarrollo social y la inversión nacional y extranjera del país. Dentro de estos proyectos se resaltan entre otros: (i) Centro del Cesar, explotación de mineral de carbón; (ii) Cerrejón en

²⁶ Por la cual se expide el Código de Minas y se dictan otras disposiciones.

²⁷ Disponible en: <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/3762.pdf>.

el departamento de La Guajira, operación minera a cielo abierto para explotación de carbón; (iii) Cerro Matoso en el departamento de Córdoba, para explotación de Níquel, y (iv) Buritica en Antioquia para la explotación de minería de oro.

A su vez en 2018, el Documento CONPES 3934 *Política de crecimiento verde* planteó las bases para que Colombia utilice de manera sostenible su capital natural de manera compatible con el ambiente y de esta manera contribuir a mitigar los impactos del cambio climático. Es así como, en la línea de acción veinte del mencionado documento, se propone el desarrollo de herramientas para el monitoreo del agua en zonas mineras, para con ello, obtener información que contribuya a la toma de decisiones frente a la reglamentación, control, y seguimiento, de la actividad minera. Sin embargo, a pesar de sus contribuciones, el documento no contempla líneas específicas que fomenten el monitoreo a los impactos ambientales al recurso de suelo y cambios paisajísticos que generen las actividades mineras.

Por su parte la Ley 1955 de 2019, establece lineamientos para tramitar licencias ambientales y desarrollar una planeación de los títulos mineros. Los artículos 22 al 28 de la mencionada ley establecen la obligación de tramitar y obtener una licencia ambiental temporal para la formalización de actividades mineras. Adicionalmente, genera la planeación organizativa de los títulos mineros a partir de la implementación del sistema de cuadrícula en la titulación minera apoyado en el Sistema Integral de Gestión Minera. Por otra parte, el artículo 30 de la ley emite lineamientos para el fortalecimiento de la fiscalización, seguimiento, y control, de actividades mineras; mientras que el artículo 326 crea normativa diferenciada para los titulares de contratos de concesión minera amparados por la Ley 685 de 2001, con miras a ofrecer herramientas técnicas y jurídicas para la normalización de los pequeños productores de minerales, con miras a promover la legalidad en las operaciones mineras.

Así también, el PND 2018–2022 da continuidad a los lineamientos sobre el manejo de pasivos ambientales en el sector minero consignados en el PND 2014–2018 *Todos por un nuevo país*. Establece al Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible la función única de definir los mecanismos e instrumentos técnicos, jurídicos, y financieros, para la gestión y recuperación de pasivos ambientales en todos los sectores productivos e incluye y prioriza el sector minero. Sin embargo, se dejan de lado las herramientas técnicas específicas y las responsabilidades de las entidades para intervención de áreas afectadas ya sea por procesos de minería legal o ilegal.

Finalmente, en 2020, el Documento CONPES 4021 *Política nacional para el control de la deforestación y la gestión sostenible de los bosques*²⁸ incorporó la estrategia de legalidad minera como mecanismo para prevenir acciones de deforestación. En este sentido, la línea de acción cinco del citado documento, planteó el acompañamiento a 2.000 mineros en su tránsito a la legalidad entre 2021 y 2023, así como la asistencia técnica y jurídica a los títulos mineros en temas de fomento enmarcados en procesos de sostenibilidad ambiental a partir del 2024 y hasta el 2030. No obstante, esta herramienta carece de estrategias para lograr la carbono neutralidad y fomentar la restauración de áreas intervenidas por la explotación minera y el aprovechamiento de madera.

Transversal

La Resolución 40350 de 2021²⁹ del Ministerio de Minas y Energía actualizó el *Plan Integral de Gestión del Cambio Climático del sector minero energético (PIGCCME)*, denominado PIGCCME 2050. Así, el objetivo del mencionado plan se centra en reducir la vulnerabilidad del país ante el cambio climático y en promover un desarrollo económico bajo en carbono a nivel sectorial, fortaleciendo y protegiendo la sostenibilidad y competitividad de la industria, para alcanzar la carbono neutralidad en el largo plazo. De este modo, el PIGCCME 2050 establece las acciones que permiten al sector minero energético alcanzar una reducción de 11,2 millones de toneladas de dióxido de carbono (CO₂) equivalentes (Mt CO₂eq) o superiores, en el año 2030, y habilita las opciones de carbono neutralidad más adecuadas para el año 2050. Adicionalmente, habilita medios para articular la política energética con la política climática nacional bajo el principio permanente de aportar a la competitividad y la sostenibilidad del sector minero energético y atiende las características de la primera fase de la estrategia de largo plazo de carbono neutralidad de Colombia; trabajando en conjunto con la industria, ciudadanía, academia, y gobierno, para que en 2024 se formulen Planes Integrales de Gestión de Cambio Climático Empresarial.

Por su parte, la expedición de la Ley 2169 de 2021³⁰ establece metas y medidas mínimas para alcanzar la carbono neutralidad y la resiliencia climática. Las medidas tienen como objetivo contribuir a la meta de reducir las emisiones de GEI a nivel nacional en un 51 % para 2030 y llegar a la carbono neutralidad a 2050, respecto al escenario planteado en la Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC). De igual forma, esta Ley establece la obligación a todas las entidades del orden nacional de establecer planes para

²⁸ Disponible en: <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/4021.pdf>.

²⁹ Por medio de la cual se modifica el Plan Integral de Gestión del cambio climático para el sector minero energético, adoptado a través de la Resolución 40807 de 2018.

³⁰ Por medio de la cual se impulsa el desarrollo bajo en carbono del país mediante el establecimiento de metas y medidas mínimas en materia de carbono neutralidad y resiliencia climática y se dictan otras disposiciones.

alcanzar la carbono neutralidad en sus sedes principales al 2030. Por otra parte, crea la Comisión de Estudio para la promoción y el desarrollo de los mercados de carbono en el país y ordena al Gobierno nacional desarrollar las condiciones, criterios, y el marco institucional, requerido para el fortalecimiento de estos mercados.

2.2. Justificación

Colombia tiene importantes oportunidades para garantizar su seguridad energética, y de generar ingresos y bienestar para la sociedad, utilizando los recursos energéticos de que dispone a la par que avanza en su proceso de transición energética. Los documentos de prospectiva energética de las agencias internacionales dejan claro que en la transición se busca la electrificación limpia, pero que, en el camino a ello, los combustibles fósiles tendrán que jugar un rol importante de manera temporal o prolongada; de una parte, por la dependencia energética y económica hacia los combustibles fósiles, y de otra, porque algunas de las tecnologías necesarias para su sustitución, aún se encuentran en desarrollo. La matriz eléctrica colombiana es limpia, con una participación superior al 70 % de la energía hidráulica y FNCER, mientras que en la matriz energética las fuentes fósiles representan el 76 %, razón por la cual habrá que realizar mayores esfuerzos por electrificar la economía e implementar el uso de energéticos de cero y bajas emisiones. Colombia emite menos del 0,5 % de los GEI del mundo, los combustibles fósiles nacionales tienen asociada la generación de regalías, representan el 55 % de las exportaciones nacionales, y generan miles de empleos. Los cambios en el mercado energético que resultan de la transición traen para Colombia riesgos y oportunidades económicas y sociales que hacen mandatorio dar señales claras sobre las ambiciones a largo plazo y tomar las medidas necesarias para realizarlas de tal forma que esta política de transición energética establezca los lineamientos para avanzar hacia un escenario de transformación energética

La transición energética ha sido uno de los ejes centrales en materia de política energética en el país en los últimos años, llevándolo a posicionarse como líder de la región en la materia. Muestra de lo anterior, es que en el año 2020 el país ocupó el puesto 25 entre 115 países en el Índice de Transición Energética difundido por el Foro Económico Mundial. Este logro se explica en los esfuerzos persistentes y en los avances obtenidos desde diferentes sectores, como el eléctrico, el de transporte, el de hidrocarburos, y minería.

Los avances en transición energética se pueden identificar en varios sectores, la matriz eléctrica es limpia en su mayoría, y en transporte se ha avanzado en el ascenso tecnológico y la disminución de emisiones de GEI. En el sector eléctrico pueden mencionarse: (i) la integración de energías renovables en la matriz energética nacional del sector eléctrico; (ii) el análisis e implementación de nuevas tecnologías para la generación de energía eléctrica y energéticos a ser utilizados en diferentes sectores, y (iii) el desarrollo

de un marco fiscal y regulatorio atractivo para la transición energética. En cuanto al sector transporte sostenible se ha avanzado, entre otros, en el desarrollo de incentivos para dinamizar el mercado de vehículos que emplean tecnologías de cero y bajas emisiones, y en la creación de lineamientos para el despliegue de infraestructura de carga.

Por su parte, en el sector de hidrocarburos se ha avanzado en el desarrollo instrumentos normativos en materia de gas y combustibles líquidos, mientras que, en materia de minería se ha promovido la formalización de actividades extractivas. En primer lugar, en materia de hidrocarburos, el país ha consolidado un marco normativo y regulatorio para el abastecimiento del gas combustible y los combustibles líquidos, así como la definición y mejora en la asignación de áreas para exploración y explotación de estos recursos. Mientras que, en materia de minería se destaca la adopción de lineamientos técnicos y estrategias para la legalización y formalización de las actividades de extracción, así como el avance en la innovación tecnológica del sector, y la puesta en marcha de la fiscalización 5G, que enmarca estrategias de uso de inteligencia artificial y seguimiento de operaciones por medio de imágenes aéreas, y la puesta en marcha de estrategias de relacionamiento apalancadas de instrumentos como los Planes de Gestión Social³¹.

Sin embargo, a pesar de contar con un marco normativo robusto y de haber avanzado en el proceso de transición energética, se han identificado vacíos en la política energética. Varios de los instrumentos y normativa desarrollada en la materia cuentan con un alcance de corto plazo, por lo cual, varias de las acciones propuestas a través de diferentes documentos CONPES y leyes, han sido implementadas de manera muy concreta y sin articularse con otras directrices y lineamientos que permitan avanzar en la transición energética en el largo plazo y dar secuencia a las políticas planteadas previamente. Por otra parte, se han desarrollado estudios, hojas de rutas, y propuestas, para avanzar en la diversificación de la matriz energética, incorporar nuevas tecnologías, y disminuir el consumo de energía en diferentes sectores económicos; no obstante, la mayoría han sido de carácter indicativo, por lo que su aceptación y aplicabilidad queda sujeta a discreción de los actores que tales recomendaciones alcance.

Adicionalmente, las políticas planteadas hasta el momento solo han considerado una parte de las posibilidades y oportunidades en cada uno de los sectores para avanzar en transición energética. Por lo cual es imperativo establecer acciones que permitan complementar y articular las iniciativas y políticas que se han puesto en marcha hasta el momento. Así, por ejemplo, en cuanto a transporte sostenible será importante contemplar la entrada de otro tipo de tecnologías diferentes a los vehículos eléctricos para disminuir el

³¹ Resolución 318 de 2018 Por medio de la cual se adoptan los Términos de Referencia aplicables para la elaboración de los Programas y Proyectos de Gestión Social en la ejecución de los proyectos mineros.

consumo de energía en el sector y las emisiones de GEI. De manera similar, en cuanto a hidrocarburos, será importante contar con el desarrollo de las reservas de costa afuera y proyectos de recobro mejorado para incrementar la confiabilidad energética en el país y fortalecer la incorporación de reservas de forma sostenida y sostenible permitiendo seguir contando con los recursos generados y su utilización en la financiación del mismo proceso de transición energética para implementar medidas que viabilicen y aceleren el desarrollo o adopción de nuevas tecnologías y nuevos energéticos que coadyuven con la descarbonización de la economía.

Al respecto, el gas combustible tiene un rol fundamental en el camino hacia fuentes de energía bajas en carbono, pues al incrementar el uso de este combustible, se reducen significativamente los niveles de material particulado y adicionalmente, se ofrece confiabilidad al sistema energético nacional. Es relevante promover el uso del gas natural y el GLP a nivel industrial, en generación en plantas térmicas, en el transporte sostenible (GNC, GNL, Auto GLP, Nauti GLP), y en el uso residencial, con el fin de aumentar su participación en la matriz energética, reduciendo las barreras que desincentivan su uso en diferentes segmentos del mercado.

Por estas razones, se requiere una nueva política de transición energética que complemente las políticas, lineamientos, y acciones, que se han implementado hasta el momento, y que integre, fortalezca, y potencialice los avances ya logrados. Esta nueva política aportará a la consolidación del proceso de transición energética a través de la formulación e implementación de acciones y estrategias intersectoriales que fortalecerán los sectores de energía eléctrica, transporte sostenible, hidrocarburos y minería para incrementar la seguridad y confiabilidad energética, mejorar el conocimiento y la innovación asociados a la transición energética, fomentar el desarrollo y crecimiento económico enmarcado de un sistema de bajas emisiones de GEI.

Finalmente, la política aquí planteada responde a los compromisos adquiridos en materia de transición energética por el Gobierno nacional, ratificados en el PND 2018–2022. Puntualmente, el Pacto VIII *Pacto por la calidad y eficiencia de servicios públicos: agua y energía para promover la competitividad y el bienestar de todos*, establece metas y estrategias para avanzar en la digitalización de datos sectoriales, la promoción de recursos energéticos distribuidos (DER), la incorporación de FNCER y la gestión eficiente de recursos energéticos. Así también, en el Pacto IX *Pacto por los recursos minero-energéticos para el crecimiento sostenible y la expansión de oportunidades*, se plantean metas para el desarrollo de operaciones minero-energéticas más responsables ambientalmente e incluyentes en el territorio, la consolidación del conocimiento geocientífico y la promoción del desarrollo y la competitividad de la industria minero-energética.

3. DIAGNÓSTICO

A pesar de los grandes logros en la materia, el proceso de transición energética ha avanzado de manera parcial en el país. Colombia se ha destacado por los diferentes esfuerzos y logros en materia de transición energética, que le han permitido gozar de una seguridad y confiabilidad energética, inclusión de nuevas tecnologías para la generación de energía eléctrica, y nuevos energéticos que incrementarán las eficiencias y fomentarán un crecimiento económico sostenible. No obstante, estos avances solo han logrado plantear de manera parcial las bases del proceso de transición energética del país debido a su naturaleza de corto y mediano plazo y a la débil articulación entre los sectores que los han posibilitado.

Asimismo, el avance parcial del proceso de transición energética se asocia a cuatro grupos de problemas que pueden estructurarse de acuerdo con sus rasgos comunes y diferenciarse entre sí. Esta sección presenta los ejes problemáticos identificados como causas del problema central descrito previamente. Los mencionados ejes problemáticos corresponden a las subsecciones de este diagnóstico que se estructuran así: (i) retos para incrementar la seguridad y confiabilidad energética; (ii) insuficientes recursos y estrategias para promover la innovación y el conocimiento en transición energética; (iii) escasas medidas para el fomento de la competitividad y el desarrollo económico desde el sector minero energético, y (iv) altas emisiones de GEI asociadas al sistema energético del país.

3.1. Retos para incrementar la seguridad y confiabilidad energética

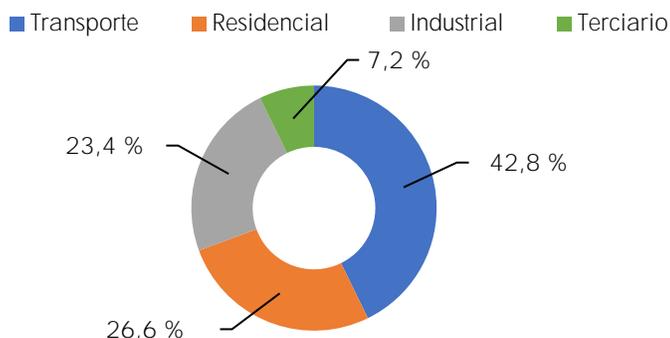
Este primer eje problemático aborda los retos que enfrenta el país para satisfacer su demanda energética de manera confiable, segura, y eficiente. Existen brechas en la elaboración de políticas para incrementar la seguridad y confiabilidad energética a partir de las cuales el país puede seguir de manera sostenible su senda de crecimiento económico. Estas brechas están relacionadas con: (i) la ineficiencia en el uso de los recursos energéticos del país; (ii) las brechas en el fortalecimiento y planeación de los mercados energéticos; (iii) la disminución de las reservas de gas y de crudo requeridas para atender la demanda local e incrementar la seguridad energética que soporte la transición hacia energías más limpias, y (iv) la insuficiencia de infraestructura de hidrocarburos que garantice el abastecimiento seguro, eficiente, y confiable. A continuación, se abordará cada uno de los citados retos.

3.1.1. Ineficiencia en el uso de recursos energéticos

En Colombia el 92,8 % de la energía final es consumida por tres sectores: de transporte, industrial, y residencial, que tienen un consumo ineficiente de energía. Tal ineficiencia en el consumo puede entenderse en términos de su consumo final, que resulta superior al óptimo; así como contaminante, y con impactos negativos sobre la calidad del

aire y la salud de la población. En el Gráfico 1. Distribución del consumo de energía final por sectores, se puede observar el peso del consumo final de los principales sectores de la economía en la demanda de energía del país.

Gráfico 1. Distribución del consumo de energía final por sectores



Fuente: Departamento Nacional de Planeación (DNP) con información de la UPME (2021).

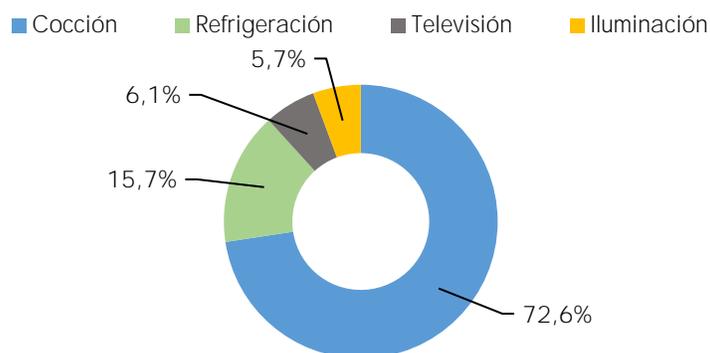
En primera instancia, el sector transporte es el que representa una mayor demanda de energía, pero al mismo tiempo es el sector que representa mayores ineficiencias por uso (UPME, 2021). En este sentido, solamente el 24,3 % de la energía consumida en el sector se convierte en energía útil, lo que implica ineficiencias de aproximadamente el 69,9 %. La utilización de las mejores tecnologías disponibles podría representar ahorros calculados alrededor de los USD 3.400 millones, siempre que se adopten mejores tecnologías a nivel nacional. Puntualmente, el modo carretero de transporte presenta la mayor contribución de consumo energético del sector con 88 % de participación (carga 36 %, pasajeros 34 %, 16% vehículos y camionetas, y 14% motocicletas); seguido del modo aéreo de transporte que consume el 10 % de tal demanda de energía, y finalmente, los modos férreos, fluvial, y marítimo, que tienen una participación individual inferior al 1 %. Finalmente, dentro del modo carretero, los usos más representativos de energía se relacionan con el transporte: (i) privado interurbano de pasajeros (27 %); (ii) privado urbano de pasajeros (22 %), e (iii) interurbano de carga (16 %).

Por su parte, en el sector residencial la energía útil es solamente del 20,4 % lo que representa pérdidas energéticas del 45,1 %, y una ineficiencia en el consumo del 34,5 %. Esto se explica por el uso de electrodomésticos e iluminación de consumo ineficiente de energía. En el Gráfico 2 ³² se puede observar la distribución de los usos de energía del sector residencial, en el que las actividades de cocción y de refrigeración ocupan el 72,61 % y 15,65 %, respectivamente (UPME, 2021). A su vez, el alto consumo de energía en la

³² Para su interpretación se debe tener en cuenta que los energéticos con mayor participación en la matriz del sector residencial son la leña y la energía eléctrica con el 37,79 % y 35,03 % de participación, respectivamente.

refrigeración de alimentos se asocia al estado de los electrodomésticos usados para ello, teniendo en cuenta que, de las 2,9 millones de neveras en el país, el 45 % tiene 5 años o más de vida útil con consumos energéticos menores a los óptimos (categoría A y B). Se ha identificado que el recambio de una nevera ineficiente por una etiquetada como eficiente energéticamente (Categoría A) puede reducir el consumo de energía eléctrica en este electrodoméstico hasta en un 66,7 % dependiendo la capacidad de la nevera, y por lo tanto, reducir el valor de la factura del servicio de energía eléctrica entre un 27 % y 30 % considerando el consumo promedio de los usuarios de estratos 1 y 2.

Gráfico 2. Consumo de energía en el sector residencial



Fuente: DNP con información de la UPME (2021).

A pesar de que el sector residencial cuenta con un alto potencial en eficiencia energética, los proyectos dedicados a alcanzarla son de alcances muy puntuales y en ocasiones aislados. Entre estos proyectos se puede destacar *La NAMA de refrigeración doméstica* y *el Programa de gestión eficiente de la energía* en San Andrés y Providencia, ambos valiosos pero caracterizados por promoverse exclusivamente desde el sector público. Así, aunque el país ha implementado programas orientados a lograr la eficiencia energética residencial en los territorios colombianos, estos se han caracterizado por ser escasos, desarticulados, y de alcance territorial limitado; de modo que, solo una proporción menor de colombianos ha accedido a los beneficios de los programas descritos, que, en la práctica, se materializan en el recambio de iluminación, electrodomésticos, y gasodomésticos, con miras a reducir el consumo energético de los hogares.

De manera similar, en el sector industrial la ineficiencia y pérdidas de energía representan el 36 % de su demanda. Lo anterior implica que solo el 64 % de la energía consumida por el sector se convierte en energía útil. Puntualmente, 88 % y 12 % del consumo final de energía del sector se efectúa, respectivamente, en sistemas de calentamiento directo e indirecto, y en la fuerza motriz. Los potenciales de ahorro de eficiencia energética para este sector están asociados principalmente a los procesos de combustión del carbón que

podría representar el 40 %, teniendo en cuenta que el uso de este energético es del 28 %. Sin embargo, el logro de tales consumos óptimos se dificulta por el desconocimiento de información detallada proveniente de auditorías energéticas que permitan identificar medidas y estrategias orientadas a conseguir la eficiencia energética.

En esta misma línea, el sector público presenta altos niveles de ineficiencia energética (aproximadamente 20%) y los recursos que invierte son insuficientes para implementar medidas que conduzcan a la gestión eficiente de la energía. Las edificaciones públicas administrativas, de salud y educación tienen una demanda de energía eléctrica de aproximadamente de 2.264 GWh/año (Banco Mundial y Corpoema-IREES, 2022). Sin embargo, se ha identificado que solo algunas de estas edificaciones públicas en Colombia cumplen con reglamentos técnicos como por ejemplo el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas. Específicamente, se ha identificado que el sector público requiere inversiones en iluminación, climatización, sustitución de equipos, inversiones en redes eléctricas internas, entre otros, por un total de 74,3 millones de dólares (Banco Mundial y Corpoema-IREES, 2022) para cumplir con estándares mínimos de seguridad y eficiencia energética. Por otra parte, los equipos y electrodomésticos utilizados por las entidades públicas son ineficientes y algunos han superado su vida útil lo que conlleva a una demanda energética superior a la ideal si se consideran las mejores tecnologías disponibles en el mercado.

Por otra parte, el país se encuentra atrasado en la implementación de distritos térmicos. En la actualidad se cuenta con cuatro sistemas operando entre ellos el primer piloto del país, que corresponde al distrito térmico³³ de La Alpujarra, en Medellín. Lo anterior, resulta problemático al considerar que este tipo de iniciativas resulta más eficiente que los sistemas de acondicionamiento térmico usados actualmente. La climatización de los edificios es una de las principales fuentes de consumo energético en Colombia, y se estima que en 2030 podría llegar a 49 Petajulios. Algunos elementos que explican la baja implementación de los distritos energéticos en el país son: (i) la baja divulgación sobre los beneficios y costos que implican estos sistemas; (ii) los escasos estándares ambientales y de eficiencia energética; (iii) el limitado establecimiento de nichos de mercado y casos de negocio, y (iv) la baja planificación de la integración de los distritos en edificaciones públicas nacionales y territoriales.

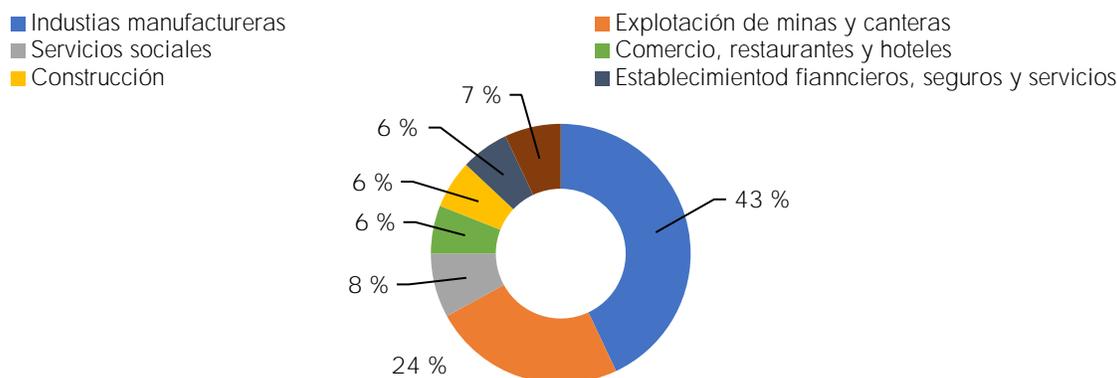
De otro lado, la cadena de producción de hidrocarburos se consolida como un consumidor intensivo de energía y un gran generador de emisiones de GEI en cada una de sus etapas (Agencia Internacional de Energía, 2020). Lo anterior, resulta aún más

³³ Hace referencia a una red de distribución que produce vapor, agua caliente, y agua helada, a partir de una planta central, y que transporta estos productos por tuberías a las edificaciones cercanas, con el fin de proporcionar servicios de acondicionamiento térmico de espacios (calor o frío), o de agua caliente sanitaria.

problemático al considerar que, de acuerdo con las especialidades de cada proceso, es posible que, tanto la demanda energética como las emisiones generadas por esta industria aumenten. Este escenario se explica, por ejemplo, con el caso de utilización de técnicas de recobro secundario mejorado que requieren un mayor consumo de energía, al igual que la complejidad de la configuración de las refinerías, y el transporte de petróleo con mayores viscosidades. Actualmente en las actividades de producción de hidrocarburos se utilizan energéticos como el diésel que tiene asociado altos índices de emisiones, y aún no se masifica el uso de alternativas de sustitución energética con menores emisiones como el gas o las energías renovables.

Así también, el sector extractivo de minerales es altamente intensivo en consumo de energía, principalmente en las etapas de explotación y beneficio, y en relación con otras actividades económicas desarrolladas en el país. El 67 % de la demanda de energía del sector industrial se concentra en las industrias manufactureras y de explotación de minas y canteras, tal como se puede observar en el Gráfico 3. Consumo de energía eléctrica del sector industrial por subsectores, que presenta las actividades más demandantes de energía en el país con un consumo diario promedio de 26,38 GWh-día y 14,84 GWh-día (Sociedad Alemana de Cooperación Internacional, 2020). Es importante precisar que el sector minero consume energía los 365 días del año en jornadas laborales que en muchos casos alcanzan turnos para completar las 24 horas del día.

Gráfico 3. Consumo de energía eléctrica del sector industrial por subsectores



Fuente: DNP con información de la Sociedad Alemana de Cooperación Internacional (2020).

3.1.2. Brechas en el fortalecimiento y planeación de los mercados energéticos

Los sectores asociados a los mercados energéticos, especialmente electricidad e hidrocarburos, actualmente enfrentan coyunturas disruptivas que no se reflejan en la manera en la que se efectúa su planeación de mediano y largo plazo. Para el caso del mercado eléctrico, este enfrenta una coyuntura asociada al ingreso de recursos energéticos

intermitentes centralizados y distribuidos, mayoritariamente renovables, que no se ha visto reflejada en la estructuración de nuevas formas de coordinación de la operación³⁴, así como en la implementación de medidas adecuadas de planeación, seguimiento, y coordinación, de las entidades de gobierno. Lo anterior resulta muy importante al contemplar que estas medidas son las que permitirán solucionar desafíos futuros y actuales del ámbito técnico, así como temas de libre competencia, integración de los mercados, y potenciales abusos de posiciones dominantes.

Uno de los retos que enfrenta el sector de energía eléctrica en materia de planeación es el relacionado con la debilidad de sus entidades para realizar control y vigilancia del mercado. Lo anterior reviste especial importancia al considerar que las actividades de control y vigilancia representan la guarda y el cumplimiento de toda la normativa técnica y de las obligaciones de los agentes que intervienen en el mercado. En el caso de la entidad de vigilancia y control, las principales falencias identificadas se encuentran en la deficiencia de información que obtiene de los agentes, lo cual posibilita la ocurrencia de comportamientos inadecuados en los mercados, y la distorsión de precios y tarifas (Ministerio de Minas y Energía, 2020).

En el sector de gas natural no hay claridad sobre la división entre actividades competitivas como la producción, importación, comercialización, incluso regasificación con las actividades reguladas como el transporte y la distribución. Estas condiciones generan inflexibilidades en el mercado y permiten que se den posiciones dominantes en algunas de ellas, además de materializar dificultades como falta de aseguramiento del suministro en firme, poca coordinación entre transporte y suministro y sobrecostos en los eventos de escasez de gas en firme debido al uso de reglas administradas de reparto (Ministerio de Minas y Energía, 2020).

Actualmente el operador de mercado de energía eléctrica se encuentra integrado con la principal empresa de transmisión del país³⁵, lo cual posibilita que la independencia en el ejercicio de su rol se ponga en riesgo. Justamente este fue uno de los retos que se identificó en el foco 5 de la MTE, en el cual se propuso estudiar el esquema adecuado de la propiedad accionaria del operador del mercado (XM S.A.E.S.P) para asegurar su independencia y solidez, (dado su rol en la operación y funcionamiento del mercado) más

³⁴ Con base en el diagnóstico presentado en el Foco 5 de la MTE, los mercados mayorista y minorista de energía eléctrica y gas combustible, deben evaluarse en razón al funcionamiento y las dinámicas que se han venido presentado en los últimos años, tales como la incorporación de los recursos renovables que debido a particularidades de su operación, requieren avanzar en el análisis de ventajas o desventajas de la centralización o descentralización de actividades y la participación de las empresas en estas actividades

³⁵ Esta empresa es ISA Intercolombia S.A. E.S.P.

aun, cuando concretándose la venta de ISA a ECOPETROL S.A E.S.P., se puedan presentar situaciones que conlleven a posibles conflictos de intereses en dicho agente.

3.1.3. Disminución de las reservas de gas y de crudo requeridas para atender la demanda local e incrementar la seguridad energética que soporte la transición

Las reservas de hidrocarburos del país, principalmente en gas, han disminuido considerablemente durante la última década. A corte de 2020 el país contaba con 2.949 giga pies cúbicos de gas, que comparado frente al año 2010 representa una disminución mayor al 42 % (Agencia Nacional de Hidrocarburos [ANH], 2020). En ese mismo año, la producción de gas llegó a 1.041 millones de pies cúbicos por día (Mpcpd), un 2,5 % menos que los 1.068 Mpcpd registrados en 2019. En consecuencia, la autosuficiencia del país en materia de gas se redujo de 8,1 a 7,7 años. Además del aumento en el consumo, las principales causas asociadas a esta disminución son la caída progresiva en la producción de los principales campos que históricamente han abastecido al país como Chuchupa y Ballena, que a pesar de tener una participación histórica de 95 % del suministro del país (Contraloría delegada sector Minas y Energía, 2017), han experimentado un declive natural que redujo su participación a 15 % durante 2020 (ANH, 2020).

Así también, el país hace una baja utilización de técnicas de recobro mejorado que contribuyen a que los niveles de producción de hidrocarburos de los campos maduros estén por debajo de su potencial. Según datos del Ministerio de Ciencia, Tecnología, e innovación, el factor de recobro para 2019 era del 21 % (Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación, 2019), lo que, sumado a la disminución de la actividad exploratoria durante algunos periodos, implica una reducción de las probabilidades de obtener nuevos hallazgos de hidrocarburos, como las sucedidas entre 2012 y 2017, período en el cual no se celebraron contratos para la producción de gas con la resultante disminución del nivel de incorporación de reservas³⁶.

De manera similar, el sistema energético del país aún no puede asegurar niveles suficientes de confiabilidad a partir de las nuevas fuentes de energía y tecnologías que se han venido integrando. Los hidrocarburos aportan el respaldo requerido y aseguran la atención del servicio público domiciliario de gas combustible. Por lo anterior, la disminución de las reservas de hidrocarburos impacta negativamente la seguridad, eficiencia, y confiabilidad, que deben caracterizar al suministro progresivo de gas como respaldo del proceso de transición energética del país.

³⁶ El término de incorporación de reservas representa el proceso de calcular los recursos descubiertos que, con la tecnología, precios, y estructuras, de costos actuales, se pueden aprovechar.

Así también, las medidas de corto y mediano plazo para incentivar la producción local orientadas a incorporar mayores reservas de hidrocarburos son insuficientes. Aunque existen iniciativas de exploración y producción de hidrocarburos, varias aún tienen un bajo nivel de desarrollo. Como ejemplo de lo anterior, puede señalarse la incertidumbre sobre los resultados de los *Proyectos Piloto de Investigación Integral* (PPII) en yacimientos no convencionales (YNC) y su posterior aprobación para pasar a una fase de desarrollo comercial. Así, de acuerdo con el informe del Comité de Expertos, los YNC ubicados en las formaciones de La Luna y El Tablazo en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, tendrían un potencial de entre 2.400 millones de barriles de petróleo equivalentes (MBPE) y 7.400 MBPE, de los cuales un 15 % sería gas, lo que implica que, el potencial de gas proveniente de YNC estaría entre 2,2 y 6,7 TPC. De manera similar, otra iniciativa con un bajo desarrollo en el país es el aseguramiento de la producción costa afuera, también conocida como producción *offshore*, cuya oferta entre 2024 y 2028, proveniente de los campos Orca y Bloque Caribe Sur, podría ser de entre 80 millones de pies cúbicos por día (MPCD) y hasta 400 MPCD.

3.1.4. Insuficiencia de infraestructura de hidrocarburos que garantice el abastecimiento seguro, eficiente, y confiable

La actual infraestructura para la producción, refinación, transporte, y distribución de petróleo y derivados, resulta insuficiente para garantizar el abastecimiento seguro, eficiente, y confiable, de los mismos en el mediano y largo plazo. Lo anterior, es cierto a pesar de que el país cuenta con dos refinerías con capacidad de carga de 250 miles de barriles por día kBPD y 150 Kbpd, respectivamente; así como con una red de 2.262 km en el sistema de transporte de crudo y de 3.749 km de productos refinados (Unidad de Planeación Minero Energética, 2018); una red de gasoductos de 7.639 km, y de que alcanza una entrega de gas importado de 17 Giga BTU^ms al día en 2019 (Promigas, 2020). Los balances de oferta y demanda realizados por la UPME, en los planes indicativos de abastecimiento realizados para los diferentes combustibles, muestran problemas por resolver. Estos se abordarán en los siguientes párrafos.

En primer lugar, en sus más recientes Planes Indicativos de Abastecimiento la UPME identificó situaciones de déficit en el abastecimiento de GLP y de gas natural. Para el caso del GLP el déficit se genera a partir del año 2020, aproximadamente de 2.000 barriles promedio día BPD, situación que llegaría a cifras cercanas a 20.000 BPD en el 2035 representando un serio problema de generación de oferta en el mercado (UPME, 2019). En cuanto al gas natural, se prevé que el balance entre la oferta de gas local y la demanda empiece a ser deficitario entre 2023 y 2028, evidenciando, además, problemas de abastecimiento relacionados con la limitación de la red disponible de transporte del

energético, que no permite flujos en cualquier dirección. Esto último a su vez, imposibilita disponer todas las corrientes de gas en todo el territorio nacional (UPME, 2020).

Por otro lado, el país no dispone de una solución de confiabilidad que permita ubicar en el interior del país los excedentes de la producción y volúmenes importados de combustibles líquidos y de crudo liviano en la costa norte. La Refinería de Cartagena tiene una producción excedente de gasolina y diésel, estos volúmenes junto con volúmenes importados son requeridos para atender la demanda y cumplir con los estándares de calidad de los derivados en el interior y sur del país. Sin embargo, la refinería de Cartagena está desconectada del interior del país, que representa el 80 % de la demanda total, lo cual implica un déficit en la oferta (UPME, 2019). De modo similar, la refinería de Barrancabermeja tiene una oferta decreciente debido a una dieta de crudo³⁷ cada vez más pesada proveniente de los campos de los llanos y del Magdalena medio, importando actualmente desde la costa Caribe un 5 % de crudo liviano³⁸. Lo anterior, implica que, en las condiciones actuales, el abastecimiento no se encuentra asegurado, lo que produce desconfianza sobre el logro de un abastecimiento en condiciones de calidad y cantidad óptimas.

Por otro lado, la infraestructura de importación y ejecución de los sistemas de transporte y distribución de hidrocarburos y sus productos derivados es insuficiente y no está asegurada. Esto, resulta sumamente problemático, en la medida en que de la infraestructura y sus ampliaciones, depende, en gran medida, la promoción efectiva de un modelo de mercado con disponibilidad, y precios estables y competitivos, especialmente, para el caso de regiones alejadas de los nodos de suministro. Se ha identificado que la descrita insuficiencia se relaciona con la inexistencia de una instancia técnica de asesoramiento orientada a fortalecer técnicamente la planeación de la infraestructura de transporte de gas combustible y a la contemplación eventual de futuros proyectos de generación distribuida a gas, de cogeneración, y de distritos térmicos locales (Ministerio de Minas y Energía, 2021).

3.2. Insuficientes recursos y estrategias para promover la innovación y conocimiento en transición energética

Este segundo eje problemático aborda el bajo avance del país en la digitalización, análisis de datos, y gestión del conocimiento relacionada con el logro de eficiencia en los procesos e integración de nuevas tecnologías en el sector energético. El eje, identifica

³⁷ Por dieta de crudo se entienden el o los tipos de crudo(s) con los que se alimenta a la refinería, es decir, la mezcla de crudos que se realiza para sacarle el mayor provecho a las refinerías.

³⁸ El crudo liviano es el crudo con más de 26° grados API (Instituto Americano del Petróleo), cuantos más grados API tenga el petróleo, menos refinación se requiere para obtener los productos que de él se derivan.

y aborda problemáticas relacionadas con los insuficientes niveles de digitalización y análisis de datos relacionados con el sector energético, así como problemáticas asociadas al capital humano y a inversión en los diferentes escenarios de investigación e innovación del sector. Todo lo anterior, dado el reconocimiento del importante rol que juegan, la información, la innovación, y el conocimiento, como factores esenciales para el lograr la incorporación de nuevas tecnologías y desarrollar los mercados energéticos, y por esa vía, como factores clave en la promoción y desarrollo de la transición energética del país.

3.2.1. Escasos lineamientos y estrategias para promover el desarrollo y uso del hidrógeno a nivel nacional

Aunque Colombia ha estructurado una *Hoja de ruta del hidrógeno*, esta constituye el **único avance en lineamientos de política de este energético**. Lo anterior, se relaciona con el temprano estado de desarrollo en que se encuentra la tecnología asociada al hidrógeno en el mundo. Dado que este energético tiene que extraerse a partir de agua, hidrocarburos, o biomasa, y requiere de energía para su producción, cuando se utilizan energías renovables o se capturan las emisiones de CO₂ asociadas a su producción, se convierte en una alternativa para acelerar la descarbonización de la economía. Este es un elemento de gran versatilidad que puede ser usado como materia prima industrial, combustible, y vector energético, permitiendo gran número de aplicaciones, convirtiéndose en la alternativa para acelerar el proceso de descarbonización en aquellas industrias o procesos de difícil electrificación. Así, el avance en la consolidación de condiciones que promuevan el desarrollo de un mercado de hidrógeno es débil, gracias a la ausencia de desarrollos normativos y de mercado que permitan su implementación oportuna.

3.2.2. Baja oferta de programas de formación de capital humano en las temáticas relacionadas con transición energética

A pesar de las cifras crecientes de inserción de vehículos eléctricos e híbridos y la adjudicación de proyectos ferroviarios eléctricos de pasajeros en el parque automotor colombiano, no se evidencia la **generación de empleos directos e indirectos asociados al desarrollo de este mercado**. Esto en parte, se relaciona con la inexistencia de un marco metodológico que defina las necesidades de formación en materia de transporte sostenible para la educación y formación para el trabajo, lo que a su vez se refleja en pocos programas de formación relacionados para los segmentos de planeación, diseño, y operación, del mercado de transporte sostenible. Si bien, el Servicio Nacional de Aprendizaje (SENA), entidades del orden nacional como el Ministerio de Transporte, y empresas territoriales, se

han asociado para avanzar en programas de formación y capacitación³⁹ en estas temáticas (SENA, 2021), esta oferta de personal profesional y técnico resulta insuficiente ante un mercado emergente que espera tener participación en la mayor parte del territorio nacional.

Adicionalmente, la formación de capital humano en nuevas tecnologías, como en el caso de las FNCER y el hidrógeno, es escasa en el país. La descarbonización de la economía plantea nuevas exigencias de conocimientos y competencias que actualmente el mercado laboral del país no está en capacidad de ofertar. De igual manera, la fuerza laboral no se encuentra preparada para aplicar estas nuevas tecnologías por lo que se evidencian brechas en la reubicación de trabajadores desde las industrias como la del petróleo y el carbón hacia industrias energéticas como la del hidrógeno o las energías renovables no convencionales (Ministerio de Minas y Energía, 2021).

Por último, se evidencia el déficit en la oferta educativa y formativa del sector minero y el bajo énfasis de los programas en desarrollar competencias específicas que fortalezcan las buenas prácticas en programas de restauración, recuperación, y alternativas, de usos post cierre de áreas intervenidas por operaciones mineras. De acuerdo con lo anterior, se resalta que Colombia cuenta con trece universidades a nivel nacional que imparten programas para la formación de capital humano y transferencia de conocimiento aplicadas a este sector, los cuales van desde pregrado hasta tecnólogo en temas de minería, geología, recursos minerales, y seguridad minera (Maignashca, 2020). Sin embargo, es evidente la escasa oferta educativa en el nivel de posgrado con énfasis en este sector y procesos que conlleven a la recuperación de estas áreas.

3.2.3. Insuficientes herramientas de planeación y difusión de información para los actores territoriales y usuarios finales del transporte sostenible

En ciudades intermedias y pequeñas existen brechas en materia de conocimiento y apropiación de las tecnologías de cero y bajas emisiones en el sector transporte. De manera generalizada se desconocen los beneficios económicos, medioambientales, y sociales, derivados de la adopción de este tipo de tecnologías. Asimismo, se evidencia debilidad en la planeación, estructuración, y reconocimiento, de posibilidades y medios para la financiación del ascenso tecnológico del sector. Si bien el país avanza y se configura como uno de los pioneros en la región en fomentar la movilidad de cero y bajas emisiones, los

³⁹ Estos programas han tenido como objetivo fortalecer los conocimientos técnicos en mantenimiento preventivo y correctivo de vehículos híbridos y eléctricos, con cero emisiones contaminantes, además de promover el desarrollo continuo del talento humano relacionado con los mismos.

grandes avances se materializan en grandes ciudades como Bogotá, Medellín, y Cali⁴⁰, que han logrado implementar proyectos de ascenso tecnológico, especialmente en sus sistemas de transporte público masivo, alcanzado la cifra de los 6.418 vehículos eléctricos y 24.284 híbridos registrados en el Registro Único Nacional de Tránsito (RUNT) a 31 de diciembre de 2021, y no en ciudades intermedias, y municipios pequeños (Ministerio de Transporte, 2021).

Así también, los usuarios finales de las nuevas tecnologías poco conocen y aprovechan los beneficios económicos y de circulación que ofrece su adopción, así como la información unificada para su correcta operación. A pesar de que las entidades del Gobierno nacional y los gobiernos territoriales han logrado promover incentivos como descuentos arancelarios para la importación de vehículos eléctricos e híbridos, descuento en impuestos al consumo, en seguros obligatorios y en revisión técnico mecánica, excepciones a las restricciones de circulación, y mayor presencia de estaciones de carga, la dispersión de la información relacionada con todos estos avances dificulta la consolidación de los componentes asociados al logro de un transporte sostenible y limita la apropiación de esos beneficios.

3.2.4. Insuficiencias en la normativa asociada a la gestión de cierres y restauración de áreas intervenidas por actividades mineras

Dentro de la normativa actual se tienen lineamientos técnicos y jurídicos para la gestión y prevención de los cierres mineros, sin embargo, se evidencian vacíos en aspectos de temporalidad y de garantías específicas durante esta etapa. Lo anterior resulta problemático en la medida en que puede generar pasivos ambientales mineros (PAM). Según la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (Cepal), el país no cuenta con un inventario actualizado que identifique las zonas que han generado PAM y que se consolide como la base principal para el establecimiento de un marco regulatorio con enfoque preventivo y correctivo, mecanismos de financiamiento estables, y espacios de participación privada y ciudadana adecuados, para abordar los procesos de restauración y recuperación. Al respecto, en 2015 se identificaron 449 Áreas mineras en estado de abandono (Ameas) en los departamentos de Santander, Norte de Santander, Valle de Cauca, Boyacá, y Chocó (Cepal, 2016). Así también, ese mismo año, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible reportó 522 Ameas (Ministerio de Minas y Energía, 2015).

⁴⁰ Las tres capitales han logrado implementar proyectos de ascenso tecnológico, especialmente en sus sistemas de transporte público masivo, alcanzado la cifra un total de 5.284 vehículos eléctricos y 22.605 híbridos registrados en el RUNT con corte a diciembre de 2021.

3.2.5. Bajo desarrollo de iniciativas e investigación para implementar nuevas tecnologías en el sector minero-energético

Existe un bajo nivel de desarrollo de iniciativas e inversión en uso de nuevas tecnologías e investigación, relacionados con la descarbonización y el uso alternativo de combustibles. Concretamente, hay un bajo uso de tecnologías como, por ejemplo, la de captura, uso, y almacenamiento de carbono (CCUS)⁴¹; poca experiencia en la investigación y desarrollo de generación de energía a partir de geotermia, y escasa investigación de producción de gas asociada a mantos de carbón y en almacenamiento de los excedentes de energía de fuentes renovables en forma de gas metano. Lo anterior, resulta problemático en la medida en que el bajo desarrollo de las actividades descritas dificulta el avance del país hacia un escenario de descarbonización en el que el sector de hidrocarburos pueda intervenir como aliado de la transición, mediante el uso de tecnologías que combinan la electrólisis del agua junto con el Carbono disponible para producir hidrógeno, así como con la ampliación del uso de biocombustibles, y el análisis de sus usos alternativos (Gobierno de Colombia, 2019). Adicionalmente, se evidencia baja articulación entre la industria, academia, y gobierno, para avanzar en investigación y desarrollo de las tecnologías descritas.

Por su parte, se identifica que existe baja participación en innovación, conocimiento e investigación asociados al transporte sostenible. A pesar de que algunas universidades y cuerpos colegiados han conformado grupos de trabajo o programas de investigación en esta área, y que según el reporte de la plataforma ScienTi del Ministerio de Ciencia, Tecnología, e Innovación, existen alrededor de ochenta currículos de investigadores asociados a estas temáticas al haber identificado su gran potencial en términos de innovación y adopción de nuevas tecnologías, la mayor parte de escenarios de investigación son informales y discontinuos, condición que limita su alcance en términos de la formación de personas con pensamiento crítico que aporten a la consolidación del ascenso tecnológico en el sector transporte.

Por otro lado, el uso de biocombustibles alternativos es limitado. Los biocombustibles más utilizados en el país como alternativa energética que contribuye a solucionar las problemáticas relacionadas con las emisiones de GEI y de material particulado que afectan la calidad del aire, son etanol y biodiesel, que en la actualidad tienen un bajo nivel de uso. De acuerdo con la información de la Federación Nacional de Biocombustibles (2018), estos energéticos ahorran entre el 74 % y el 100 % de las emisiones de CO₂ considerando todo su ciclo de vida, es decir, desde la producción agrícola hasta su combustión en el motor, lo que implica una tasa de ahorro anual de emisiones equivalente a 2,5 millones de toneladas

⁴¹ CCUS por sus siglas en inglés *Carbon Capture, Use, and Storage*.

de CO₂. Adicionalmente, el uso de tales energéticos genera un impacto positivo en las regiones, contribuyendo a la generación de empleo y desarrollo rural. Sin embargo, el desarrollo del mercado de estos biocombustibles ha sido lento en Colombia, actualmente solo 10 % de mezclas de alcohol carburante y biodiesel, ha sido autorizado dadas las restricciones en la oferta.

Asimismo, existe poco estudio y evaluación sobre usos alternativos y nuevas oportunidades para el desarrollo de biocombustibles de última generación que diversifiquen el portafolio de combustibles sostenibles del país a partir de la incursión en nuevos segmentos y sectores económicos. Una causa asociada al problema energético en el país es el desaprovechamiento de los recursos disponibles, como la biomasa residual o de origen agroindustrial (Gobierno de Colombia, 2019), entre estos, el biogás que se puede aprovechar en el sector ganadero tiene uno de los mayores potenciales, se ha calculado una producción teórica de biogás de más de 3.300 millones de metros cúbicos el año (Universidad Nacional de Colombia, 2018). Así también, se puede producir biogás a unos costos competitivos a partir de recursos como biomazas animales (porquinaza y pollinaza). Al respecto, los proyectos de pequeña escala y los de generación a partir de residuos sólidos urbanos orgánicos en donde el costo de inversión por millones de unidades térmicas británicas MMBTU es comparable con la tarifa industrial del precio representativo del gas natural, y menor al precio del GNV y del GLP. (Universidad Nacional de Colombia, 2018). De la misma manera, Colombia cuenta en la actualidad, con una variedad de residuos de origen agroindustrial con enorme potencial para ser aprovechados en la generación de energía (Gobierno de Colombia, 2019) que no están siendo aprovechados.

Por otra parte, el desarrollo y aprovechamiento del potencial geotérmico del país es incipiente. La energía geotérmica es otra de las fuentes de energías renovables y limpias que puede ser aprovechada de manera sostenible, el país cuenta con una localización geográfica y una geología favorable por estar en el Cinturón de Fuego del Pacífico⁴² (Servicio Geológico Colombiano [SGC], 2019). Aún más, el Servicio Geológico Colombiano ha estimado este potencial en 138.60 Exa Joules (Un trillón de Joules), (SGC, 2020). Sin embargo, el desarrollo de proyectos para aprovechamiento de este recurso aún es muy limitado en el país, a corte de 2022 solo existen cuatro proyectos relacionados en marcha o en estado de diseño. Los proyectos en desarrollo están en el Nevado del Ruiz, y otro en el Casanare, respectivamente. Así también, existen dos proyectos piloto adicionales

⁴² Zona de muy alta actividad volcánica y sísmica, localizada en la periferia del Océano Pacífico

relacionados con energía geotérmica de baja entalpía⁴³ que se encuentran en estado de desarrollo.

Colombia carece de una política energética para promover el desarrollo de la energía nuclear. El Gobierno nacional, a través del Decreto 0381 de 2012⁴⁴, le asignó al Ministerio de Minas y Energía la competencia para adoptar la política nacional en materia de energía nuclear y materiales radioactivos. Sin embargo, el sector carece de estudios que le permita formular una política para el despliegue de esta tecnología. Así también, es importante tener en cuenta que la Ley 1715 de 2014 define a la Fuentes No Convencionales de Energía como la energía nuclear y la FNCER. No obstante, en materia de energía nuclear no se han desarrollado ni promovido estrategias para promover proyectos relacionados. Esto, a su vez resulta problemático, en la medida en que dificulta el aprovechamiento de las oportunidades que esta fuente ofrece para incrementar la seguridad y confiabilidad del sistema energético nacional.

Por otra parte, es importante resaltar que no se ha definido áreas marítimas específicas para el desarrollo de proyectos eólicos costa afuera. Aunque recientemente el Ministerio de Minas y Energía publicó la *Hoja de ruta para el despliegue de la energía eólica costa afuera*, en la cual se recomienda que se definan áreas marinas para el desarrollo de estos proyectos que no afecten la biodiversidad en la región, como también áreas protegidas nacionales e internacionales, hasta el momento, esta definición no ha avanzado, por lo que no es posible identificar las áreas marítimas que podrían apoyar el despliegue masivo de esta tecnología.

3.3. Escasas medidas para el fomento de la competitividad y el desarrollo económico desde el sector minero energético

Este eje problemático analiza las problemáticas que enfrenta el sector minero energético para aumentar su competitividad y alcanzar un desarrollo económico sostenible. Este abordaje resulta importante, en la medida en que el sector se ha consolidado como uno de los motores económicos del país, por lo que, la transición energética constituye un mecanismo esencial para promover la competitividad y el desarrollo económico colombiano en un panorama de sostenibilidad ambiental.

3.3.1. Brechas en la universalización del servicio de energía eléctrica

⁴³ La entalpía es la cantidad de energía que un sistema termodinámico intercambia con su medio ambiente en condiciones de presión constante, es decir, la cantidad de energía que el sistema absorbe o libera a su entorno en procesos en los que la presión no cambia.

⁴⁴ Por el cual se modifica la estructura del Ministerio de Minas y Energía

En materia de cobertura del servicio de energía eléctrica, cerca del 3,55 % de viviendas en Colombia no se encuentra conectada al servicio. En 2018 el sistema eléctrico del país benefició a un total de 14,93 millones de usuarios (UPME, 2019) que representó una cobertura de 96,5 % de hogares, e implica que, existe una proporción de 3,55 % de viviendas que no cuentan con el servicio en el país. A pesar de estar cerca de completar el 100 % de cobertura, brindar el servicio de energía eléctrica a poblaciones que por su distanciamiento del casco urbano o por condiciones geográficas no tienen acceso, se ha convertido en un reto. Se estima que un 51 % del territorio nacional constituye Zonas No Interconectadas (ZNI) y en mayor parte con un operador de red propio. Se suma a ello la existencia de pequeños proveedores en las ZNI, que proporcionan electricidad para sí mismos o para núcleos de población o empresas con recursos propios con grandes retos para lograr una operación eficiente según Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) (2020). Parte de las dificultades para poder plantear soluciones que permitan cerrar la brecha en la prestación del servicio es la falta de información. Actualmente se desconoce la ubicación exacta de los usuarios sin servicio, así como el estado de los activos para la generación de energía eléctrica, y los recursos potenciales para ampliar el servicio. Esto a la vez dificulta la estructuración de proyectos y la inversión del sector privado⁴⁵.

En algunas localidades de las ZNI se encuentra que el promedio de prestación del servicio de energía eléctrica se encuentra muy alejado de las 24 horas. Esta condición impacta negativamente el bienestar de la población en las ZNI, en términos sociales, productivos, y económicos, y, esto a su vez, se refleja en la cuantificación de sus Necesidades Básicas Insatisfechas⁴⁶. En ese sentido, la SSPD en su Informe sobre la prestación del servicio de energía eléctrica en ZNI (SSPD, 2020) analiza el comportamiento de los prestadores del servicio partiendo de tres criterios de calidad, que son: potencia, servicio técnico, y servicio comercial; concluyendo que la calidad del servicio de energía eléctrica varía significativamente entre las diferentes ZNI en el país. Existen claras diferencias en el promedio de horas en la prestación del servicio de energía eléctrica en las distintas ZNI, que puede variar desde 22 horas de servicio al día hasta cifras inferiores a las 7 horas de servicio de energía eléctrica al día. La Tabla 1 muestra el comportamiento de los indicadores de calidad en Amazonas y San Andrés y Providencia, localidades donde operan modelos Área de Servicio Exclusivo (ASE)⁴⁷

⁴⁵ De acuerdo con el foco 4 de la MTE, cerrar la brecha en la prestación del servicio de energía eléctrica requeriría inversiones estimadas en 2,2 billones de pesos.

⁴⁶ De acuerdo con el informe de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas de 2018, el Índice de Necesidades Básicas Insatisfechas es mayor al 77 %.

⁴⁷ Es el área geográfica correspondiente a los municipios, cabeceras municipales y centros poblados sobre las cuales la autoridad competente otorga exclusividad en la prestación del servicio mediante contratos.

Tabla 1. Indicador de calidad en Áreas de Servicio Exclusivo (Horas servicio/día)

Localidad	Horas de prestación día Promedio localidad
ASE Amazonia	19,43
ASE San Andrés y Providencia	24,00

Fuente: SSPD (2021).

Por otro lado, en el modelo de libre competencia existen rezagos aún mayores en la prestación del servicio de energía eléctrica que inciden en el desarrollo económico y prestación de otros servicios en estos territorios. En la Tabla 2. Indicador de calidad en áreas de libre competencia (Horas servicio/día), se puede observar cómo algunas zonas del país apenas tienen un promedio de horas de prestación del servicio de 6 y 5 horas, como en el caso de Zona Pacífico Sur y la Zona, Norte respectivamente.

Tabla 2. Indicador de calidad en áreas de libre competencia (Horas servicio/día)

Localidad	Horas de prestación día Promedio localidad
Zona Amazonia	14,56
Zona Orinoquia	18,99
Zona Pacífico Norte	10,46
Zona Pacífico Sur	6,08
Zona Norte	5,00
Localidades sin telemetría	7,79

Fuente: SSPD (2021).

3.3.2. Ineficiencia en la prestación del servicio de alumbrado público

La información relacionada con la prestación del servicio de alumbrado público⁴⁸ se encuentra disponible de manera dispersa y es de baja calidad. Según el DNP (DNP; Ernst & Young, 2017), la dispersión que caracteriza a la información disponible relacionada con la prestación del servicio de alumbrado público en el país dificulta adelantar análisis de comparación de aspectos técnicos, financieros, y administrativos, de la prestación del servicio en diferentes territorios. Asimismo, el reporte de la información relacionada desconoce

⁴⁸ La prestación del servicio de alumbrado público en el país es responsabilidad de los municipios, el 23,3 % gestionan el servicio directamente, el 66,7% emplean la licitación pública, mientras que el restante 10 % utiliza otro tipo de contratación. De acuerdo con el Decreto 1073 de 2015 los municipios pueden prestar este servicio de manera directa o a través de empresas de servicios públicos domiciliarios u otros prestadores del servicio de alumbrado público.

estándares de calidad y comparación. Adicionalmente, el sistema de información de alumbrado público del anexo general del Reglamento Técnico de Iluminación y Alumbrado Público (Retilap) se ha puesto en marcha sólo en el 14 % de municipios colombianos, mientras solo el 15 % de esos municipios cuentan con un interventor. Esta situación dificulta la recolección de información que sirva de insumo para la identificación de oportunidades de mejora, y se ve agravada por la ausencia de información relacionada con el seguimiento a la prestación del servicio de alumbrado público.

Finalmente, en cuanto a inversión y gastos de Administración, Operación, y Mantenimiento (AOM) existe una disparidad de costos asociados a la prestación del servicio. Esto se traduce en una gran variación de los gastos de AOM que van desde los cinco mil pesos hasta un millón quinientos mil pesos por luminaria y por año (DNP, 2017). Así, gran parte de tal disparidad se debe a que la estimación de cobertura y calidad del servicio prestado está sujeta al criterio de cada prestador y no al cálculo de una medida estándar. A su vez, esta situación se profundiza al contemplar que es común que los municipios no exijan o midan la cobertura y calidad del servicio que les es prestado. De modo que, al no haber una medida estándar de cobertura y calidad, los municipios deciden de manera discrecional el número de luminarias y tecnologías a implementar en sus territorios, ocasionando una variabilidad en costos de AOM.

3.3.3. Insuficiencia en el despliegue de infraestructura de digitalización, fiscalización, e información, en el sector minero energético

Las redes inteligentes⁴⁹ son una de las bases para el desarrollo de la transición energética, no obstante, no existe una definición clara del espectro radioeléctrico que permita su despliegue masivo. Se ha identificado la necesidad del espectro radioeléctrico para equipos que se emplean en la supervisión, control y protección del sistema, la localización de fallas, la autogeneración, los sistemas de almacenamiento, la movilidad eléctrica. Asimismo, en cuanto a equipos de medición avanzada inteligente se tiene como meta establecida por el Ministerio de Minas y Energía que a 2030 el país cuente con un 75% de usuarios del servicio de energía eléctrica conectados en un mercado de comercialización⁵⁰, que requerirán de estas tecnologías, conllevando a una mayor demanda del espectro actualmente asignado.

⁴⁹ Las redes inteligentes incluyen la medición inteligente, automatización de la red de distribución avanzada, los recursos energéticos distribuidos y la movilidad eléctrica.

⁵⁰ Conjunto de usuarios regulados y no regulados conectados a un mismo STR y/o SDL, servido por un mismo OR (operador de red). También hacen parte del mercado de comercialización los usuarios conectados directamente al STN del área de influencia del respectivo OR, así como los usuarios conectados a activos de un TR dentro de esta misma área.

Existe un bajo nivel de implementación e integración de tecnologías a lo largo de toda la cadena de producción y suministro de productos del sector minero energético. A pesar del amplio desarrollo tecnológico de actividades de automatización, gestión de procesos de negocio, telemetría, internet de las cosas, medición inteligente, y disponibilidad de manejo de datos en tiempo real a nivel industrial, así como el acceso y la integración de estas, el sector tiene una baja cobertura de estas tecnologías a nivel territorial. Al respecto, el Documento CONPES 3839 señala que lo anterior se debe a la existencia de un alto nivel de diversidad y asimetría en bases de datos, sistemas de comunicación, esquemas de adquisición funcional de herramientas, y sistemas de información, e incluso, escasa disponibilidad de facilidades de transmisión de datos o acceso a redes en algunas zonas apartadas del país. Así, a pesar de los avances alcanzados en la materia, actualmente existen sitios a lo largo del territorio en donde pueden producirse volúmenes de hidrocarburos, pero en niveles que no soportan las inversiones económicas que requiere la implementación y el despliegue de estas tecnologías.

Adicionalmente, tanto el Ministerio de Minas y Energía como sus entidades adscritas poseen y generan una gran cantidad de información de manera desintegrada. Justamente, el Documento CONPES 3839 identificó que dentro del sector existen trámites que son poco óptimos dado que no se diseñaron y analizaron en un contexto de flujo de información sectorial que facilite su acceso a todas las entidades del subsector de hidrocarburos, los agentes y empresas que lo integran, y los usuarios de esta. A pesar de las acciones realizadas gracias a ese documento, y de los avances que las mismas implicaron, aún persisten brechas en este sentido. Lo anterior, resulta problemático en la medida en que dicha desintegración entorpece la toma de decisiones, así como la simplificación de trámites a lo largo de las actividades de las cadenas de exploración, producción, transporte, y comercialización, de los energéticos como el petróleo, gas combustible, los biocombustibles, y los productos refinados.

Así también, existe un bajo nivel de interoperabilidad, disponibilidad, seguridad y privacidad, en algunos de los sistemas de información que soportan procesos misionales claves de la ANH. A pesar de los avances logrados en la implementación de soluciones de información, la ANH tiene nuevos retos generados por la renovación tecnológica. En cuanto a interoperabilidad, algunos aplicativos están desactualizados, mientras que otros, tienen una baja cobertura. Otros procesos como el de asignación de áreas de exploración y producción de hidrocarburos requieren sistematizarse y asegurar la transparencia, confidencialidad, así como la privacidad, trazabilidad y seguridad de la información. Adicionalmente, se requiere asegurar la calidad de la información para que ésta sea

consistente en las bases de datos que maneja cada sistema, como es el caso de la información de producción de hidrocarburos entre los sistemas SOLAR y AVM (ANH, 2018).

Por su parte el sector minero presenta rezagos importantes en la digitalización de expedientes mineros que datan de años posteriores a la creación de la ANM en el 2011. Este atraso ha generado reprocesos en la revisión documental y las visitas de fiscalización integral, dificultando así, las labores de promoción y desarrollo del sector minero a cargo de la ANM o quien haga sus veces como autoridad minera. Por su parte los procesos para viabilizar las solicitudes de los titulares mineros resultan poco ágiles, y retrasan la puesta en marcha de las operaciones relacionadas. Lo anterior, a su vez, posibilita que los ingresos que genera este sector económico al país y las regiones no se distribuyan bajo la proyección establecida y que, en los casos más críticos, se pueda llegar a fomentar la informalidad del sector, dada la dependencia económica de los habitantes de regiones productoras de estas actividades.

De manera similar, la baja incorporación de tecnologías que facilitan el monitoreo, optimización, y encriptación, de información de procesos de titulación minera, dificultan la trazabilidad de los activos del sector. Este es el caso de tecnologías que facilitan el monitoreo de las producciones mineras en explotaciones a cielo abierto, como la fotointerpretación de imágenes aéreas; la optimización de sistemas de control a la venta, como el Registro Único de Comercializadores de Minerales, y de tecnologías que permiten encriptar información, como *blockchain*, entre otras. La baja incorporación de las tecnologías descritas resulta problemática en la medida en que ralentiza el desarrollo de análisis detallados de las producciones in situ de minerales y del modo en que estas inciden en los resultados de los balances financieros de los titulares mineros que los venden.

Por último, se resaltan los altos índices de accidentalidad minera con los que cuenta el país. Para el año 2019 la ANM atendió 114 emergencias en las cuales ocurrieron 82 fatalidades y durante el año 2020, 171 personas perdieron la vida en el sector minero nacional, teniendo como principales causas el colapso de labores mineras por causas geomecánicas y las atmosferas contaminadas.

3.3.4. Baja participación de la industria nacional de transporte de cero y bajas emisiones

La venta de partes y vehículos de producción nacional, incluidos los segmentos de cero y bajas emisiones han disminuido en cerca de un 50 % en la última década, desincentivando la manufactura nacional en este segmento. De acuerdo con la información reportada por la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales en relación con la importación de vehículos autopartes y accesorios, el país de mayor procedencia es México,

seguido por China y Japón, este último ganando mercado en el año 2021. El crecimiento de mercados internacionales, acompañado de incentivos a la importación implican que, según cifras de Asociación Colombiana de Fabricantes de Autopartes de 2021, la venta de partes de producción nacional podría pasar de 21 % en 2009 a 9 % en 2018, mientras que la venta de vehículos de producción nacional podría disminuir de 41 % a 24 % en el mismo periodo de tiempo (La República, 2021).

3.3.5. Baja inversión nacional en exploración de minerales estratégicos para la transición energética a nivel nacional

Entre 2012 y 2019 la inversión en exploración minera en Colombia disminuyó 75 %. Cabe resaltar que el 53 % de los títulos en etapa de exploración en el país se concentran en metales preciosos; seguido por materiales de construcción con una participación de 38 %; carbón con 4 %, y otros minerales como cobre y níquel con 3%. (Ministerio de Minas y Energía, 2022). En este sentido las bajas inversiones en exploración minera conllevan a un bajo conocimiento del potencial geológico del territorio, cobrando mayor relevancia en minerales estratégicos para la transición energética mundial como cobre, níquel, platino, y oro. Lo anterior, conlleva al retraso de la puesta en marcha de proyectos de explotación minera y la disminución de oportunidades para atraer inversión nacional y extranjera que contribuya al desarrollo económico y social de las regiones productoras del país.

3.3.6. Dependencia económica de la producción de carbón y escasos lineamientos para la diversificación de las regiones productoras

Las exportaciones de Colombia dependen en gran medida del carbón⁵¹ por lo que los ingresos nacionales asociados a su venta en el extranjero, así como las regalías, se encuentran grandemente expuestas a choques en los mercados internacionales. De acuerdo con el Sistema de Información Minera Colombiano este energético generó ingresos a nivel nacional por 1,9 billones de pesos en regalías durante 2019 (UPME, 2022); aportó 1,8 % al Producto Interno Bruto (PIB) nacional, representó el 15 % de la inversión extranjera directa, y el 27 % de las exportaciones nacionales (ANM, 2020). Es importante resaltar que el país cuenta con recursos carboníferos⁵² estimados para los próximos 52 años, equivalentes al 53 % de las reservas probadas de carbón de Latinoamérica y el 0,6 % de las mundiales (British Petroleum, 2020). En este sentido, la debilidad de los procesos de producción de carbón en materia de racionalidad y responsabilidad con el medio ambiente y las comunidades, interfieren negativamente con la producción del mineral, y por esa vía, con la

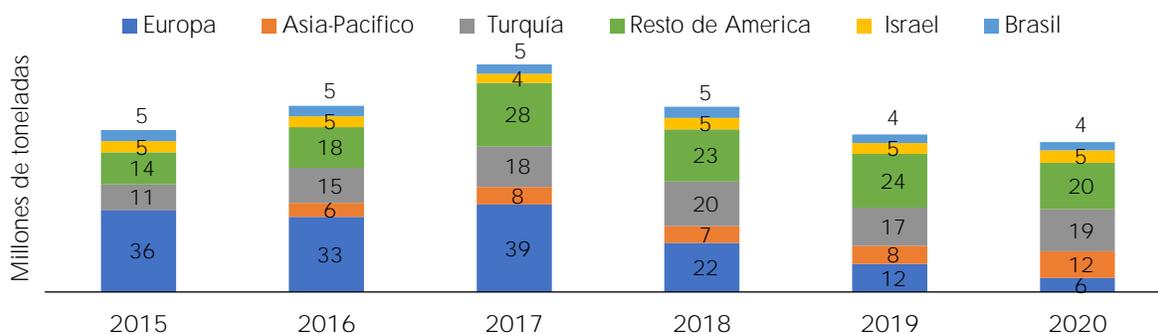
⁵¹ El carbón constituye el segundo producto de exportación del país y el principal recurso minero.

⁵² Estos criterios fueron definidos por la Resolución 091 de 2007 emitida por la CREG.

sostenibilidad de las exportaciones, los niveles de inversión extranjera, y el aporte de las regalías a las regiones con vocación extractiva.

Por otro lado, a pesar de su importancia económica y energética, el carbón térmico implica un alto costo en términos de las emisiones de carbono que genera al ser usado como fuente de energía. Existen metas de reducción de emisiones de carbono a nivel mundial relacionados con la existencia de diferentes compromisos internacionales para hacer frente al cambio climático, que implican desincentivar el uso del carbón para dar paso a nuevos energéticos. En este sentido, las exportaciones de carbón térmico colombiano hacia los países que tradicionalmente demandaban este recurso se han reducido, implicando una disminución de los ingresos nacionales y territoriales por concepto de exportaciones y regalías, respectivamente. La situación anteriormente descrita puede observarse en el Gráfico 4. Cifras de exportación de carbón térmico, a partir del cual puede concluirse que la participación del mercado europeo en las exportaciones de carbón térmico colombiano ha ido disminuyendo, cayendo del 51 % en 2015 a 9 % en 2020.

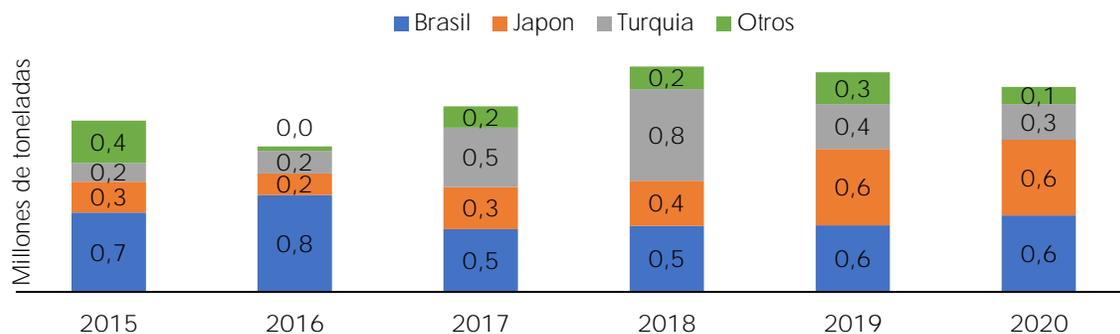
Gráfico 4. Cifras de exportación de carbón térmico



Fuente: DNP con información del Ministerio de Minas y Energía (2022)

Por su parte el carbón metalúrgico producido en departamentos como Boyacá, Cundinamarca, Santander y Norte de Santander es poco competitivo gracias a la débil logística de transporte intermodal que se le asocia. Este transporte intermodal de carga traslada el carbón metalúrgico desde el centro del país hacia los centros industriales de producción de acero, coque, y los puertos, para su exportación. Teniendo en cuenta lo anterior en el Gráfico 5 puede observarse cómo las exportaciones de este energético han estado concentradas mayoritariamente en tres países, a saber, Brasil, Japón, y Turquía, que representaban el 92 % de los demandantes del mineral en 2020. La infraestructura de transporte actual dificulta la diversificación de destinos de exportación de este energético, teniendo en cuenta el potencial de demanda de mercados emergentes como los del sudeste asiático.

Gráfico 5. Cifras de exportación carbón metalúrgico



Fuente: DNP con información del Ministerio de Minas y Energía (2022).

Finalmente, es importante resaltar que los departamentos donde está concentrada la producción de carbón térmico, como el Cesar y La Guajira, tienen una alta dependencia económica a estas actividades. La dependencia identificada es tal, que la producción de este tipo de carbón representa más del 35 % de su PIB y del 70 % de las exportaciones de estas regiones (Ministerio de Minas y Energía, 2022). La problemática descrita anteriormente se agudiza al contemplar la inexistencia de hojas de ruta integrales que aborden alternativas de diversificación o reconversión productiva en estas regiones con el fin de fortalecerlas frente a cambios en los mercados propios del proceso de transición energética o ante escenarios de agotamiento de los recursos mineros existentes.

3.3.7. Escasos lineamientos para fomentar el desarrollo social en transición energética

Aunque existen esfuerzos por fomentar el desarrollo social en Colombia, actualmente el país no cuenta con lineamientos de política formulados para cerrar brechas sociales asociadas directamente al proceso de transición energética. Aunque el sector privado y la sociedad civil son actores importantes en el proceso de transición energética del país⁵³, se ha identificado que existe resistencia al cambio, en la medida en que se ha identificado cierta renuencia para adoptar una implementación gradual de proyectos de transición energética. Eso se explica en: (i) el débil conocimiento y entendimiento de los conceptos de transición energética, gracias a su difusión en lenguaje técnico, que para tales actores resulta poco claro y accesible; (ii) ausencia de espacios formales de socialización, divulgación, e intercambio de saberes y posturas, que permitan a las comunidades y demás actores definir un criterio propio sobre la transición energética y

⁵³ Es importante tener en cuenta que la transición energética implica la participación del sector privado como también de diferentes actores y comunidades en todo el territorio nacional, los cuales estarán involucrados en distintas iniciativas para fomentar el acceso universal al servicio de energía, el desarrollo de proyectos con FNCER y la implementación de medidas de eficiencia energética.

comprometerse con las acciones que estén bajo su alcance, y (iii) débil entendimiento y respeto por parte de los promotores de proyectos de transición energética de los entornos y culturas en los territorios del país. Finalmente, el sector minero energético se ha caracterizado por contar con una participación masculina mayoritaria del 76,4 % frente al 23,6% de mujeres (Ministerio de Minas y Energía, 2021).

3.4. Altas emisiones de GEI asociadas al sistema energético del país

Este último eje problemático aborda y analiza las problemáticas que enfrenta el sector energético del país para avanzar hacia un sistema de bajas emisiones de GEI. Todo esto, con el fin de reconocer las falencias que impiden la consolidación del proceso de transición energética del país, en la medida en que, este último, propende por el desarrollo de un sistema energético resiliente y de bajas emisiones de GEI, que minimiza sus impactos negativos sobre el medio ambiente, y garantiza la estabilidad y confiabilidad del servicio, así como la búsqueda de la cobertura universal para toda la población.

3.4.1. Débil definición de alternativas de financiación, parámetros técnicos, y lineamientos de interoperabilidad, orientados a lograr el ascenso a tecnologías de cero y bajas emisiones en los diferentes segmentos y modos de transporte

En el sector transporte el 96 % del consumo energético corresponde a combustibles líquidos, derivados del petróleo (UPME, 2021). Además, este sector es responsable del 12,5 % de las emisiones GEI que repercuten directamente en la contaminación del aire. Lo anterior, resulta problemático en la medida en que impacta negativamente la salud de la población. Justamente, en 2015 se registraron 8.052 muertes relacionadas con la calidad del aire, valoradas en 12,3 billones de pesos, aproximadamente el 1,5 % del PIB de ese año (Ministerio de Transporte, 2021).

Aunado a lo anterior, la escasa financiación disponible para la operación de sistemas de transporte público de pasajeros ha dificultado la reposición de flota y la incorporación de nuevas tecnologías vehiculares. Esto se evidencia en el grado de emisiones de GEI y de material particulado que se desprende de la operación de los buses gracias a su estado actual. A pesar de las inversiones para la construcción de los sistemas de transporte público, del acompañamiento técnico, y el fortalecimiento institucional de los sistemas, se presentan dificultades para la financiación de su operación. Según lo establecido en el Documento CONPES 3991 los ingresos percibidos vía tarifa no son suficientes para cubrir los costos de operación de los sistemas de transporte, debido a la dificultad para alcanzar las demandas proyectadas, y si bien la política mencionada, contempla acciones para mitigar esta problemática, aún los recursos son insuficientes para garantizar la

prestación de un servicio de transporte de calidad y para adquirir flota más limpia en su operación.

Por otro lado, actualmente el acceso de los usuarios finales a las estaciones de carga de vehículos eléctricos resulta difícil. A pesar de que el país cuenta con más de 420 conectores para la carga de vehículos eléctricos (Electromaps, s.f.), que han aumentado la confiabilidad en este tipo de tecnologías por un aumento en la infraestructura disponible, la información y herramientas disponibles para el usuario final de ese tipo de vehículos, no han sido suficientes para garantizar una correcta interoperabilidad, entendida como el intercambio de información entre el usuario y la disponibilidad de las estaciones de carga de vehículos eléctricos.

Adicionalmente, la conversión de vehículos con motores de combustión interna a motores eléctricos constituye un fenómeno creciente que se ha desarrollado de manera informal y sin regulación técnica y legal. Con el ánimo de avanzar hacia la inserción de vehículos eléctricos en el país, varias empresas han optado por desarrollar mecanismos de conversión de vehículos con motores de combustión interna a vehículos a motores eléctricos, sin embargo, estas actividades se desarrollan informalmente a discreción de la experticia de los equipos responsables y no a partir del acatamiento de parámetros técnicos y de seguridad instituidos, pues no existen.

Por otra parte, más del 80 % de la carga del país es movilizada por modo carretero, lo que, acompañado con ineficientes medidas de facilitación de comercio, implica mayores costos logísticos asociados a la exportación. Concretamente, tal y como lo ratifica el Documento CONPES 3982 aprobado en 2020, en el país, en promedio toma 136 horas exportar un contenedor, lo que representa 13,5 % en costos logísticos como porcentaje de las ventas, cuando en países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) ese mismo indicador asciende a 9 %. Sumado a esto, según el reporte de la universidad de Los Andes de información derivada del RUNT para el año 2020, en el segmento de carga la mayoría de los camiones utilizan motores de altas emisiones, el 32 % cuenta con motores por debajo de los estándares europeos dentro de los vehículos diésel, el 56 % menores a EURO III y únicamente el 12% mayores a estándares EURO IV (Universidad de los Andes, 2021).

La alta prevalencia de camiones con estándares pre-Euro en Colombia es uno de los factores que genera el 25 % de las emisiones de material particulado en Colombia (Universidad de los Andes, 2021). Pese a los avances que ha tenido el programa de modernización del transporte automotor de carga pesada, consignado en el Documento CONPES 3963, aprobado en 2019, la edad del parque sigue oscilando en los 17 años, duplicando el promedio de países OCDE de 8 años, y con cifras de desintegración cercanas

a los 2.900 vehículos de carga pesada, muy inferior a la meta relacionada programada en el mencionado CONPES para 2022 de 20.000 vehículos desintegrados. A pesar de lo anterior, el modo carretero de transporte de carga sigue siendo el más usado al considerar la ausencia de herramientas que simulen la reducción de emisiones en función de cambio modal, eficiencias operativas o ascenso tecnológico. Lo anterior, impide reconocer las ventajas en materia de reducción de emisiones en modos más competitivos en transporte como el férreo y el fluvial.

Al respecto, de acuerdo con el Documento CONPES 3982, la mayor parte de la flota fluvial, a excepción de la que opera el río Magdalena, tiene más de 50 años de operación y opera con tecnologías de altos grados de emisión de GEI. A pesar de que el modo de transporte fluvial representa mayores eficiencias energéticas y reducciones representativas en las emisiones de GEI, y pese a que tiene la mayor capacidad para movilizar carga por unidad de fuerza respecto a los modos aéreo, carretero, y férreo, representando menores costos de transporte⁵⁴, en la actualidad no se ha avanzado en la promoción de este modo de transporte, que por el contrario, se caracteriza por su desactualización tecnológica y baja repotenciación de la flota fluvial. Lo anterior, implica que las embarcaciones actualmente disponibles son ineficientes en los términos descritos.

De otro lado, en términos legales resulta poco claro cuáles son los niveles de emisiones contaminantes permitidas para el segmento de transporte férreo de carga. Lo anterior, resulta problemático en la medida en que genera externalidades negativas como la afectación de la calidad del aire, que repercute directamente en la salud humana. A pesar de que el modo ferroviario es un referente de transporte limpio a nivel mundial, para el caso colombiano, la *Guía de gestión ambiental subsector férreo* emitida por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible menciona que, las emisiones del subsector en la fase de operación se generan por la combustión incompleta de los hidrocarburos utilizados en los motores del material tractivo y autopropulsado. A ese respecto, aunque la mencionada guía plantea lineamientos sobre las emisiones máximas permitidas, al no estar definidas a nivel normativo, se traduce en que parte de la flota actual exceda dichos referentes.

Por su parte, el transporte aéreo en Colombia representa el 10 % del total del consumo energético del sector y solo 0,07 % de la movilización de carga del país (UPME, 2016). Las emisiones de CO₂ debidas a la quema de combustibles en la aviación se encuentran en el orden de 1,8 millones de toneladas de CO₂ equivalentes, lo que representa el 6 % de las emisiones producidas por el sector transporte en el país, cifra significativa frente

a su participación modal, que solo llega a movilizar el 0,07 % del total de la carga movilizadora en el país. Por otra parte, si bien se han configurado algunos progresos en materia de adopción de políticas y compromisos ambientales en el sector aéreo⁵⁵, y se ha avanzado en la certificación ambiental de aeropuertos tras mejoras operacionales, las medidas resultan insuficientes al encontrarse desarticuladas en torno al logro del ascenso tecnológico del modo de transporte, así como en torno a la mejora en la eficiencia energética, y mitigación de emisiones derivadas de este modo de transporte.

3.4.2. Débil posicionamiento y desarrollo estratégico del gas como combustible de transición y de confiabilidad del sistema energético

Aunque el gas combustible es una alternativa con potencial para aportar al desarrollo de un proceso progresivo de transición energética⁵⁶, el aprovechamiento del recurso en el país aún no es masivo en todos los sectores productivos que podrían usarlo. Las ventajas en cuanto a la reducción de emisiones de GEI, de material particulado, y especialmente de carbono negro que aporta el gas, lo convierten en un aliado para alcanzar el cumplimiento de las metas en materia ambiental, considerando la meta de mitigación a 2030 de la NDC de Colombia en la cual se busca alcanzar una reducción del 40 % en las emisiones de carbono negro de 2014 (Comisión Intersectorial de Cambio Climático, 2020). Así también, el gas es un energético versátil que además permitiría garantizar la confiabilidad en el sistema energético nacional. Sin embargo, el combustible enfrenta dificultades para competir en el mercado energético del país, pues tiene sustitutos en todos los sectores donde se consume (excepto cuando se trata de materia prima) debido a las inflexibilidades que le impone la regulación actual.

Por lo anterior, se puede afirmar que el gas se transa en un mercado rígido. Esto se debe a que los contratos de transporte son de largo plazo mientras que los de suministro son de corto y mediano plazo, situación que además de imposibilitar la creación de demanda adicional en cualquier momento del año, expone a la oferta del combustible a asumir riesgos de insuficiencia o alto costo de suministro, así como de incapacidad de transporte. Justamente por ello, es que la mayor parte de la demanda con alto potencial de uso, como en el caso de las térmicas, se decide por una opción más contaminante. Así, estas decisiones no parten de la escasez del energético si no de la imposibilidad financiera de asumir los costos fijos de suministro y transporte (Inter American Development Bank; The World Bank, 2020).

⁵⁵ Establecidos por la Resolución 00274 de 2021 Por la cual se actualiza la Política Ambiental de la Unidad Administrativa Especial de Aeronáutica Civil.

⁵⁶ Dado que integra una fuente de energía de bajas emisiones de GEI con un aporte significativo a la mejora de condiciones de calidad del aire.

Finalmente, la planeación de infraestructura de transporte y confiabilidad de gas combustible es insuficiente y tiene bajos niveles de articulación entre los agentes. Existen barreras para el desarrollo del sistema de transporte e infraestructura asociada al gas combustible, el modelo regulatorio se basa en la premisa de garantizar que la infraestructura se desarrolle tan pronto como los consumidores y productores acuerden un compromiso a largo plazo, sin embargo, esto no se materializa en la práctica, pues la ampliación de la red de gasoductos en los últimos años ha sido tímida y se han hecho con criterios de corto plazo, o como respuesta de requerimientos coyunturales planteados por los transportadores, o por sus remitentes (Inter American Development Bank; The World Bank, 2020).

3.4.3. Alta utilización de la leña como energético primario en regiones rurales

Actualmente, el 10,74 % de hogares en Colombia cocinan con leña y otros combustibles sólidos, esta situación tiene altos costos en salud que superan los tres billones de pesos debido a la exposición de la población al material particulado. De acuerdo con un estudio de la UPME en el año 2019, son principalmente mujeres adultas y niños los que se exponen a contaminantes en el aire producto de la combustión incompleta e ineficiente de esta biomasa. Los principales afectados son niños menores de cinco y mujeres mayores de 44 años que representan el 78 % de la perjudicada por el uso del combustible (UPME, 2019).

De otra parte, la leña representa el energético con mayor demanda en el sector urbano rural (77 %), y se relaciona con el incremento de la deforestación y la degradación de bosques. Estos dos últimos fenómenos a su vez representan entre el 2 % y 20 %, respectivamente, de las emisiones de CO₂ a nivel mundial (UPME, 2019), convirtiendo esta actividad en una fuente importante de emisiones de GEI y en una de las causas asociadas al cambio climático.

Así también, los fogones abiertos que utilizan leña y son empleados en el sector rural y urbano resultan sumamente ineficientes. Concretamente, los fogones descritos tienen una eficiencia de alrededor del 10 % (UPME, 2019). Esto resulta problemático en la medida en que implica un mayor uso de leña en relación con otros combustibles, y por esa vía, mayores emisiones de GEI que impactan negativamente la calidad del aire, mayor deforestación, y aumentos en el ritmo de degradación de bosques, situaciones todas que contribuyen al avance del cambio climático.

3.4.4. Baja implementación de lineamientos y estrategias para el aseguramiento y calidad de combustibles y biocombustibles

Aunque el país tiene establecida una hoja de ruta para la mejora en la calidad de los combustibles y se han tenido importantes avances en este sentido, existe un bajo aseguramiento y control de la calidad de combustibles y biocombustibles. Lo anterior, en parte, gracias a la inexistencia de un programa consolidado de aseguramiento de la calidad (QA) y control de la calidad (QC) que respalde el cumplimiento, verificación, y control, de las metas establecidas en este aspecto. El bajo aseguramiento y control de calidad de combustibles y biocombustibles se traduce en la emisión de contaminantes y elementos nocivos para la calidad del aire, que, impactan negativamente la salud humana, y contribuyen al avance del cambio climático.

Así también, el diésel, la gasolina, y sus mezclas, aún no alcanzan los niveles sostenidos generalizados, en cuanto a presencia de niveles máximos de componentes nocivos para la salud y el medio ambiente, por lo que no se consideran de bajas emisiones. Para considerar a la gasolina y el diésel así como sus mezclas con biocombustibles como energéticos de bajas emisiones en el transporte, de acuerdo con lo establecido en la Resolución 40177 de 2020⁵⁷ emitida conjuntamente por los Ministerios de Minas y Energía y el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, el contenido de azufre máximo debe ser de 50 ppm hasta diciembre de 2030; a partir de esa fecha, de máximo 10 ppm para el caso de la gasolina, y de máximo 10 ppm a partir de diciembre de 2025 para el diésel. A pesar de tener una hoja de ruta para la mejora gradual y alcanzar esa meta en las fechas establecidas, actualmente no se encuentra asegurado el proceso de control de calidad de los combustibles que permita tener información acerca del avance y puntos de mejora en la senda definida.

Por otro lado, falta claridad sobre los parámetros de calidad que debe cumplir el GLP utilizado como combustible en el transporte. Desde 2016 se han venido dando avances regulatorios para habilitar el uso del GLP en medios de transporte terrestres y fluviales, considerando, entre otros, sus beneficios en materia ambiental ya que reduce las emisiones de carbono en 21% y el número de partículas en 81% frente a la gasolina (Ministerio de Minas y Energía, 2020); asimismo, la Norma Técnica Colombiana NTC 2303 establece criterios asociados a la calidad del GLP. Sin embargo, aún no se definen cuáles de estos parámetros deben aplicar para el caso del Auto GLP y Nauti GLP.

3.4.5. Alto grado de emisiones y generación de residuos asociados al transporte sostenible

⁵⁷ Por la cual se definen los energéticos de bajas o cero emisiones teniendo como criterio fundamental su contenido de componentes nocivos para la salud y el medio ambiente y se adoptan otras disposiciones.

Las actividades de recolección y gestión de residuos de aparatos eléctricos y electrónicos, entre los cuales se encuentran las baterías de vehículos eléctricos, así como las herramientas prácticas que promueven su gestión eficiente, no están reglamentadas. Si bien en Colombia desde 2017 existen lineamientos de política sobre la gestión integral de residuos de aparatos eléctricos y electrónicos que motiva y obliga a que los productores, bien sean fabricantes, importadores, ensambladores, o manufactureros, para que asuman cierto grado de responsabilidad por los impactos ambientales de sus productos a lo largo de su ciclo de vida; no existen instrumentos normativos que reglamenten los sistemas de recolección y gestión de este tipo de residuos. Esto se traduce en que parte de los mencionados residuos, entre ellos las baterías de litio para vehículos eléctricos, se gestionen incorrectamente y causen desechos que pueden ser aprovechados para segundos o terceros usos dentro de la cadena de economía circular.

3.4.6. Insuficientes herramientas de planeación y regulación para la implementación de buenas prácticas de economía circular en el sector minero

La industria minera es una de las mayores productoras de residuos. En 2017, en el mundo se procesaron 16,9 billones de toneladas anuales de minerales y de esta producción, se generaron en promedio 3,8 millones de toneladas de relaves. Por continentes, Asia es el mayor productor de la industria minera representado en millones de toneladas métricas con el 58,2 %; seguido de Norte América con el 14,1 %; Europa con una representación del 8,5 %; Latinoamérica con el 6,9 %; Oceanía con el 6,9 %, y África con el 5,4 %. En el año 2016 se produjeron 3.246,5 toneladas de oro, en su mayoría en China, Australia, Rusia, Estados Unidos, Canadá e Indonesia. De esta producción minera se generaron en promedio 3.823.910,5 toneladas de relaves⁵⁸ (UPME, 2018). Aunque se estima que la generación de relaves en el país puede ser similar, guardadas las proporciones, a las cifras anteriormente descritas, esta información se desconoce, pues no existen datos sobre la cantidad de residuos que producen las operaciones mineras en subsectores como el carbón, esmeralda, ferroníquel, materiales de construcción, y otros, que permitan generar insumos para la adecuada toma de decisiones y el desarrollo de estrategias de reaprovechamiento de estos.

Por otra parte, en el país los procesos de beneficio en los que se separa el mineral de interés de otros geomateriales desconocen procesos de economía circular para el aprovechamiento de otros minerales como tierras raras, plata, platino, cobre, entre otros. Lo anterior, al considerar que los yacimientos nacionales de minerales como el oro o níquel son polimetálicos. Las colas de relaves o residuos de las minas de oro o níquel tienen grandes

⁵⁸ El relave es el material resultante de procesos de lixiviación y concentración de minerales que contiene muy poco metal valioso, y que, pueden ser reprocesadas o desechadas.

posibilidades de reúso, de acuerdo con el tipo de tecnología que se utilice para su reprocesamiento. Alrededor del mundo se han implementado tecnologías de recuperación de metales de interés dentro de estos residuos de hasta el 70 % (UPME, 2018). Sin embargo, el bajo desarrollo de tecnología e innovación en el sector ha dejado de lado las potencialidades que presentan estos residuos en la elaboración de materiales de construcción como ladrillos. Situación que resulta problemática al considerar que estas estrategias resultan alternativas para la solución de la problemática ambiental que se genera en operaciones con altas tasas de producción de estériles.

4. DEFINICIÓN DE LA POLÍTICA

4.1. Objetivo general

Consolidar el proceso de transición energética del país a través de la formulación e implementación de acciones y estrategias intersectoriales que fomenten el crecimiento económico, energético, tecnológico, ambiental y social del país con el fin de avanzar hacia su transformación energética.

4.2. Objetivos específicos

OE 1. Definir y ejecutar estrategias y acciones para incrementar la seguridad y confiabilidad en el abastecimiento energético para propender por la autosuficiencia con base en los recursos y producción nacional.

OE 2. Establecer y desarrollar estrategias y acciones para mejorar el conocimiento y la innovación asociados a la transición energética aplicada en los sectores de tal forma que se promueva el despliegue de nuevas tecnologías más eficientes y limpias.

OE 3. Definir y llevar a cabo acciones, lineamientos, e instrumentos, orientados al desarrollo y crecimiento económico a partir de las oportunidades que ofrece la transición energética para diversificar las actividades económicas del sector energético y generar nuevos ingresos, modelos de negocio, y bienestar.

OE 4. Desarrollar un sistema energético que contribuya a disminuir las emisiones de GEI para reducir los impactos al medio ambiente y cumplir con los compromisos internacionales de reducción de emisiones.

4.3. Plan de acción

Para el cumplimiento del objetivo general de la presente política, se establecieron cuatro objetivos específicos desarrollados a través de veintiuna líneas de acción que implican el desarrollo de actividades por parte de diferentes entidades del nivel nacional involucradas en este documento. El detalle de las acciones propuestas se describe en

Anexo A. Plan de Acción y Seguimiento (PAS), el cual señala las entidades responsables, los períodos de ejecución, las metas, así como los recursos necesarios y disponibles para su implementación.

4.3.1. Estrategia para incrementar la seguridad y confiabilidad energética

Línea de acción 1. Promoción e incremento de la eficiencia energética

El Ministerio de Minas y Energía emitirá la reglamentación técnica para **implementar la obligatoriedad de auditorías energéticas en el sector industrial**. Para esto, el ministerio llevará a cabo espacios de trabajo con los diferentes subsectores industriales y realizará una evaluación de los mecanismos, instancias, y lineamientos, para realizar seguimiento a las auditorías energéticas en este sector. Finalmente, el Ministerio de Minas y Energía expedirá el acto administrativo mediante el cual se defina la obligatoriedad de la realización de auditorías energéticas en el sector industrial. Esta acción se desarrollará entre el segundo semestre del 2022 y 2024. Este primer paso, dará lugar a información del consumo de energía del sector industria y su potencial de implementación de sistemas de gestión de la energía y medidas de eficiencia energética.

El DNP desarrollará un plan de acción que identifique buenas prácticas de **operación para el uso eficiente de energía en dos subsectores priorizados de la industria nacional**. Esta acción permitirá identificar medidas específicas de GEE en dos subsectores industriales que serán priorizados por el DNP a través de la implementación de una metodología que para ello se defina, para luego apoyar la implementación de estas medidas a través de un proyecto piloto. Esta acción se desarrollará entre el 2022 y 2024.

El Ministerio de Minas y Energía realizará una **actualización del Retiq para incluir nuevos equipos y electrodomésticos (televisores, hornos microondas, iluminación, y ventiladores, entre otros) que permita a los usuarios utilizar tecnologías más eficientes energéticamente**. Esta actualización tendrá entre sus insumos las conclusiones que surjan del Análisis de Impacto Normativo *expost* del Retiq que adelanta Fenogre durante 2022. El Ministerio de Minas y Energía actualizará la información del reglamento técnico en relación con el etiquetado del consumo de energía en televisores, hornos microondas, iluminación, ventiladores y otros electrodomésticos que el ministerio considere pertinente. Esta acción que se llevará a cabo entre el segundo semestre de 2022 y el segundo semestre de 2024, y pretende mejorar la información disponible sobre el consumo energético de equipos y electrodomésticos para que los usuarios tomen decisiones informadas y opten por opciones eficientes en el consumo de energía.

El Ministerio de Minas y Energía **establecerá lineamientos para formular e implementar Planes Integrales de Gestión de Cambio Climático empresariales, para el**

sector minero-energético en el marco de la resolución 40350 de 2021 del Ministerio de Minas y Energía, que contemplen componentes de transición energética. Esta acción se llevará a cabo entre el 2022 y el 2026.

Adicionalmente, el Fenoge evaluará y creará líneas de financiación para promover proyectos de transición energética en el sector industrial y movilidad eléctrica. Esta acción permitirá dinamizar las inversiones para promover la transición energética y la movilidad eléctrica y tendrá lugar entre el 2023 y el 2024.

El Fenoge, con acompañamiento del Ministerio de Minas y Energía y el DNP, implementará medidas de eficiencia energética en edificaciones públicas de carácter administrativo, de salud y educación y elaborará un plan nacional para la adopción e implementación de medidas y estrategias de eficiencia energética en el sector público. Esta acción se desarrollará entre el 2022 y el 2024 y permitirá adquirir experiencia en la implementación de medidas de GEE en edificaciones públicas, para luego formular un plan que permita desplegar este tipo de iniciativas en todas las edificaciones públicas a nivel nacional.

El Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible evaluará estrategias para la integración de los distritos térmicos como alternativas urbanas ambiental y energéticamente sostenibles a partir de la realización de un estudio de los escenarios de referencia y de reducción del consumo energético y de emisiones de CO₂. Para lograr esto, se diseñarán los pliegos del estudio, se contratará su realización y se implementarán las recomendaciones. Esta acción se llevará a cabo entre el segundo semestre del 2022 y el 2024.

El Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible promoverá la integración de los requerimientos ambientales para distritos energéticos en los procesos de compras y contratación en edificaciones públicas nacionales y territoriales. Para esto se desarrollarán capacitaciones y sesiones informativas para incentivar el empaquetamiento de servicios energéticos en entidades públicas y entre las partes interesadas. Esta acción se llevará a cabo entre el segundo semestre del 2022 y el 2025.

El Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible especificará los estándares mínimos ambientales en edificaciones que puedan integrar distritos térmicos para usuarios finales. Primero se identificarán y definirán estándares mínimos ambientales y de eficiencia energética y se consultarán con expertos. Para finalizar, se definirán e implementarán indicadores en la normatividad nacional y territorial. Esta acción se llevará a cabo entre el segundo semestre del 2023 y el 2025.

El Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible establecerá nichos de mercado estratégicos para los distritos térmicos y desarrollará casos de negocio para cada nicho. Esta acción se llevará a cabo entre el segundo semestre del 2022 y el 2027, y se tiene como propósito el desarrollo de casos de negocio de DT en diferentes nichos de mercado

El Ministerio de Minas y Energía, en colaboración con el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, promoverá la implementación del Reglamento Técnico de Sistemas e Instalaciones Térmicas en Colombia (RETSIT) desarrollado y adoptado por el Ministerio de Minas y Energía en coordinación con las entidades territoriales. Esta acción se llevará a cabo entre el 2022 y el 2026.

En el 2023 la ANH, en compañía del Ministerio de Minas y Energía, promoverán y asegurarán la incorporación de medidas para el uso de FNCER y la implementación progresiva de medidas de eficiencia energética en las actividades asociadas a los contratos de exploración y producción de hidrocarburos.

Con el fin de incentivar la generación con fuentes alternativas de energía y fomentar estrategias que aporten a la reducción de emisiones, desde la concepción de los contratos del sector de hidrocarburos, la ANH y el Ministerio de Minas Energía en el año 2023 promoverán desde el marco normativo del sector, incentivos para aquellas empresas que propongan realizar la inversión en proyectos de generación aislada y autogeneración con FNCER. El desarrollo del marco normativo permitirá definir qué tipo de incentivos se podrán otorgar en el sector para promover este tipo de proyectos.

En el 2023 el Ministerio de Minas y Energía, identificará y promoverá actividades de electrificación y autogeneración a partir de FNCER, por medio de acuerdos voluntarios con el sector minero. Esto estará alineado con los compromisos adquiridos en los acuerdos internacionales, con el objetivo de contribuir en la reducción de emisiones GEI en el sector. Asimismo, estas medidas ayudarán a la eficiencia energética nacional y contribuirán al desarrollo y actualización tecnológica del sector. Siendo el horizonte de ejecución de esta actividad del año 2023 al 2025.

Línea de acción 2. Fortalecimiento de la planeación de los mercados energéticos

La CREG evaluará las reglas para determinar la categoría de un usuario como regulado o no regulado, dentro de los cuales se podrán considerar las estaciones de carga para vehículos eléctricos, distritos térmicos y estaciones de gas natural vehicular. Esta acción se desarrollará entre el 2023 y el 2028.

La CREG analizará las distintas formas de organización de la industria y esquemas de integración vertical y horizontal, y sus impactos sobre la competencia en el mercado de energía eléctrica. Esta acción, que se realizará entre el 2023 y el 2025, tiene como

propósito estimar modificaciones al reglamento de comercialización, desarrollar la regulación y establecimiento de reglas para habilitar la integración de microrredes, prosumidores⁵⁹ y agrupaciones de usuarios e incluir al agregador de recursos energéticos distribuidos en la agenda regulatoria de la CREG.

La CREG analizará las distintas formas de organización de la industria y esquemas de integración vertical y horizontal, y sus impactos sobre la competencia en el mercado de gas natural. Esta acción, que se realizará entre el 2025 y el 2026, tiene como propósito estimar modificaciones al reglamento de comercialización, desarrollar la regulación y establecimiento de reglas para flexibilizar el sistema.

El Ministerio de Minas y Energías realizará un estudio con el fin de identificar alternativas para profundizar la independencia del Administrador del Mercado de Energía. Esta acción se llevará a cabo entre el 2023 y 2025.

Línea de acción 3. Implementación de iniciativas para la incorporación sostenida de reservas de gas y crudo

En primer lugar, con el propósito de avanzar y promover el desarrollo de proyectos de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera, **la ANH con apoyo del Ministerio de Minas y Energía en el año 2023 realizará la evaluación de alternativas que permitan establecer incentivos para la exploración y producción de yacimientos profundos en áreas costa afuera (*offshore*).**

En segundo lugar, se busca incentivar el desarrollo de proyectos de recobro mejorado para lo cual en 2023 **la ANH con apoyo del Ministerio de Minas y Energía elaborará el análisis de incentivos y formulación de criterios técnicos y operacionales para su obtención, aplicables en contratos de producción de hidrocarburos vigentes, que incorporen medidas de recobro mejorado y demuestren incrementos de producción sostenidos sobre los promedios históricos anuales anteriores.**

En tercer lugar y en el marco del proceso permanente de asignación de áreas (PPAA) liderado por **la ANH, a partir de 2022, realizará la actualización permanente del mapa de tierras, identificando las áreas disponibles continentales y costa afuera, haciendo énfasis en aquellas que hayan surtido proceso de liberación por parte de contratistas de exploración y producción y reincorporación por parte de la agencia, asimismo la actualización del mapa contará con un reporte anual de liberación e incorporación para exploración e inclusión en los respectivos ciclos del PPAA. De igual manera, a partir de**

⁵⁹ Prosumidores: agentes que asumen la doble condición de productores de energía que inyectan excedentes de energía en las redes de distribución, y de consumidores que retiran faltantes de energía de la red.

2022 el Servicio Geológico Colombiano con apoyo de la ANH identificará y definirá los nuevos corredores exploratorios en cuencas hidrocarburíferas priorizadas entre ambas entidades como aporte a los insumos entregados a posibles nuevas empresas contratistas que se habiliten en el marco de los ciclos del PPAA.

El Ministerio de Minas y Energía con apoyo de la ANH en el marco de los Proyectos Piloto de Investigación Integral (PPII), a través de los proyectos de seguimiento integral de los Contratos Especiales de Proyectos de Investigación, Centro de Transparencia y Líneas Base en VMM, **presentará un informe de seguimiento de la etapa previa (aprestamiento), a cargo de la entidad académica que operará el Centro de Transparencia; un informe de seguimiento y absorción funcional de los conocimientos por parte de las comisiones de seguimiento y público en general durante la etapa concomitante en el período 2023-2024, a cargo de la entidad académica que operará el Centro de Transparencia; y finalmente un informe de evaluación del desarrollo integral de los PPII a cargo del comité evaluador en el período 2024-2025.**

Adicionalmente, con el fin de avanzar en el aprovechamiento de recursos geotérmicos en 2022 el Ministerio de Minas y Energía elaborará y publicará los lineamientos técnicos que determinen los requisitos de los proyectos de exploración y explotación del recurso geotérmico.

Línea de acción 4. Acceso a infraestructura de abastecimiento segura, eficiente, y confiable de hidrocarburos

En primer lugar, con el fin de avanzar en el desarrollo de la ampliación de infraestructura que permita transportar y distribuir de forma segura, eficiente, y confiable, los diferentes energéticos a los puntos de demanda en las condiciones de calidad y cantidad esperadas, **el Ministerio de Minas y Energía en 2022 elaborará una reglamentación de los tipos, usos, y manejo, de los almacenamientos estratégico, comercial y operativo de productos refinados (gasolina, diésel, jet) y los requerimientos regulatorios de niveles de inventarios,** que incluye entre otros, la metodología de remuneración de los almacenamientos, así como los asuntos técnicos, operativos, económicos y administrativos.

En segundo lugar, **el Ministerio de Minas y Energía con el apoyo de la UPME con el fin de mejorar la disponibilidad y calidad de combustibles requeridos en 2022 de 2022, incluirá en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural los proyectos necesarios para la conexión al Sistema Nacional de Transporte del gas** proveniente de campos menores siempre que sean económicamente viables de acuerdo con los análisis realizados por la UPME dentro del Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento. Asimismo, en 2022 la UPME a través del Plan Indicativo de Combustibles líquidos, incluirá los análisis de

alternativas para la conexión de las Refinerías de Cartagena y Barrancabermeja, como solución de internación de volúmenes de importación de crudo liviano, derivados y excedentes obtenidos en Cartagena requeridos en el centro del país para atender demanda y garantizar cumplimiento de parámetros de calidad.

4.3.2. Estrategia para incrementar los recursos para promover la innovación y conocimiento en transición energética

Línea de acción 5. Lineamientos y estrategias para promover el desarrollo y uso del hidrógeno a nivel nacional

Con el fin de promover el desarrollo del hidrógeno, el Ministerio de Minas y Energía, con el apoyo del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, el Ministerio de Transporte y el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo **actualizarán y desarrollarán el marco regulatorio técnico y ambiental para promover el mercado del hidrógeno**. Esta acción se llevará a cabo entre el 2023 y el 2026.

Adicionalmente, el Ministerio de Minas y Energía **diseñará e implementará el sistema de garantías y certificaciones de origen para el hidrógeno producido en el país**. Esta acción se desarrollará entre el 2024 y el 2026.

Por otra parte, el Ministerio de Minas y Energía **realizará una propuesta de reglamentación técnica para viabilizar a nivel de proyectos piloto el uso de mezclas de hidrógeno y gas natural en el transporte sostenible**, para uso en la calefacción doméstica e industrial, así como para la homologación de las mezclas de combustibles y para incluir el desarrollo de proyectos piloto de transporte por gasoductos de energéticos como el hidrógeno y mezclas de combustibles. Esta acción se llevará a cabo entre el 2024 y el 2025.

De igual forma, el Ministerio de Transporte con el apoyo del Ministerio de Minas y Energía **desarrollarán un plan de trabajo que contenga la identificación y acciones requeridas para identificar los modos y segmentos de transporte en los cuales debería implementarse el hidrógeno como energético**. Esta acción tendrá lugar entre el 2024 y 2025.

Línea de acción 6. Investigación aplicada y formación de capital humano para el despliegue de la transición energética

Con el objetivo de fortalecer las competencias del talento humano requerido para la transición energética, el **Ministerio del Trabajo con apoyo del Ministerio de Educación Nacional; Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, y Ministerio de Minas y Energía** entre 2023 y 2025 **consolidarán las cualificaciones diseñadas para los segmentos de**

energías renovables no convencionales, eficiencia energética, distritos energéticos, transporte sostenible, hidrógeno, y restauración y recuperación ambiental, en el contexto de los comités ejecutivo y técnico del Marco Nacional de Cualificaciones, teniendo en cuenta que los Ministerios de Educación y del Trabajo liderarán articuladamente lo referente a cada una de las vías de cualificación de su responsabilidad. Estas responsabilidades podrían modificarse según los mecanismos de articulación interinstitucional para el diseño de cualificaciones y el poblamiento de los Catálogos Sectoriales de Cualificaciones que se defina en el Comité Técnico de Cualificaciones y el Comité Ejecutivo del Marco Nacional de Cualificaciones.

Asimismo, durante este periodo de tiempo el **Ministerio del Trabajo** con apoyo del **Ministerio de Educación Nacional**, y el **Ministerio de Minas y Energía**, implementarán la metodología de identificación de brechas de capital humano en los segmentos descritos anteriormente, para identificar sus necesidades de talento humano.

En paralelo, el **Servicio Nacional de Aprendizaje** entre 2023 y 2028 diseñará programas de formación con enfoque para el trabajo y desarrollo humano, los cuales atenderán las necesidades sectoriales relacionados con energías renovables no convencionales, eficiencia energética, distritos energéticos, transporte sostenible, hidrógeno, y restauración y recuperación ambiental para el cierre de brechas de capital humano.

Adicionalmente, en el año 2023 el **Ministerio del Trabajo** con el apoyo del **Ministerio de Minas y Energía** y el **Servicio Nacional de Aprendizaje**, diseñarán e implementarán programas piloto de transición laboral para los trabajadores de la industria minera y petrolera que puedan verse impactados por el proceso de transición energética para que se reubiquen en los sectores de las energías renovables o el hidrógeno. Con el fin de aprovechar y actualizar las competencias del capital humano y habilitar una transición justa.

Línea de acción 7. Formalización institucional, fortalecimiento de capacidades regionales y socialización de los componentes de movilidad sostenible

Considerando la inexistencia de un mecanismo de socialización que permita consolidar todos los componentes de transporte sostenible que facilite la toma de decisiones informada y el aprovechamiento de los beneficios en los usuarios finales, en 2023, el **Ministerio de Transporte** con apoyo del **Ministerio de Minas y Energía**, **Unidad de Planeación Minero Energética**, **Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible** y **DNP** desarrollarán un mecanismo de socialización que permita difundir los estudios, herramientas y avances en materia de política, planes, programas y proyectos, sobre

movilidad de cero y bajas emisiones, promoviendo la participación de los actores involucrados en el ascenso tecnológico.

En este mismo contexto, entendiendo la relevancia de la información dirigida al usuario, **el Ministerio de Transporte** entre el 2023 y el 2024 **incluirá en el manual de señalización vial, señales específicas sobre estaciones de infraestructura de carga para vehículos eléctricos, híbridos enchufables, que operen a gas y a hidrógeno.**

Asimismo, entendiendo que el despliegue efectivo de la movilidad de cero y bajas emisiones y el cumplimiento de las metas sectoriales en materia de ascenso tecnológico en el sector dependerá de la adaptabilidad y materialización de estas estrategias por parte de los territorios, en primer lugar, **el DNP con apoyo del Ministerio de Transporte** en el transcurso del 2023, **incluirán dentro del Kit de Planeación Territorial los lineamientos para la inclusión del componente de transporte sostenible dentro los planes territoriales de desarrollo.**

Por otra parte, **el DNP con apoyo del Ministerio de Transporte** y en el marco de espacios de articulación interinstitucional relacionados con temáticas de transporte sostenible entre las vigencias 2022 y 2023 **liderará la acción de desarrollar capacidades a nivel territorial que permitan la implementación de las estrategias de transporte de cero y bajas emisiones en las regiones.** En esta acción se realizarán capacitaciones técnicas a actores estratégicos de la planeación de transporte y estructuración de proyectos en la escala territorial y elaborará una guía de buenas prácticas de la planeación de transporte de cero y bajas emisiones en el ámbito urbano y regional.

Línea de acción 8. Estrategias para el fortalecimiento normativo de la etapa de cierre y abandono minero.

El Ministerio de Minas y Energía diseñará e implementará estrategias para el **fortalecimiento normativo de la etapa de cierre y abandono minero.** Siendo así, comenzará por revisar la normativa actual y lineamientos ambientales existentes y asociados a los procesos de cierre y abandono minero, estableciendo alternativas de fortalecimiento para estos procesos y de usos post cierre, que conlleven a la reducción de GEI, en el marco de la Transición Energética. Esta acción se desarrollará en el entre 2022 y 2024.

Línea de acción 9. Estructuración de iniciativas e investigación el desarrollo de nuevas tecnologías en el sector minero-energético

El Ministerio de Minas y Energía, en el año 2023 **realizarán una identificación del potencial de almacenamiento de CO₂ en el país y sus posibles usos,** incluyendo en esta identificación las recomendaciones de infraestructura y tecnologías requeridas para la puesta

en operación de este almacenamiento de acuerdo con los usos identificados, definiendo la hoja de ruta para la implementación de la tecnología de Captura, Uso y Almacenamiento de Carbono (CCUS).

El Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación con el apoyo del Ministerio de Minas y Energía, el Ministerio de Transporte y el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y el Ministerio de Agricultura en el año 2023, formularán e implementarán convocatorias para los programas o proyectos de ciencia, tecnología e innovación que promuevan la investigación, el desarrollo de conocimiento y el desarrollo tecnológico asociado a nuevas tecnologías aplicables al sector energético y al transporte sostenible. Entre estas se podrán incluir: (i) producción, almacenamiento, transporte y uso de hidrógeno; (ii) Tecnologías para la captura, secuestro, medición, uso y almacenamiento de carbono; (iii) recursos y tecnologías asociadas a geotermia; (iv) biocombustibles de última generación o aquellas adicionales identificadas por la Comisión Interministerial de Biocombustibles; (v) Transporte de cero y bajas emisiones en diferentes modos y segmentos, de acuerdo a solicitudes de Ministerio de Minas y Energía o del Ministerio de Transporte.

De igual forma, el Servicio Geológico Colombiano a partir de 2023 realizará estudios de investigación geológica, geofísica y geoquímica, así como su integración en modelos conceptuales descriptivos, de sistemas geotérmicos de alta entalpía (hidrotermales convectivos asociados a volcanes), la implementación de la investigación de flujo de calor terrestre, como apoyo a la investigación de recursos geotérmicos de entalpía intermedia y baja asociados a hidrocarburos y la implementación de la investigación de recursos geotérmicos someros de baja entalpía.

Con el propósito de avanzar en la identificación de energías alternativas, el Ministerio de Minas y Energía, en 2023 establecerá la hoja de ruta sectorial para la consolidación del uso de biocombustibles de primera generación, así como para la definición, análisis, diseño, evaluación y formulación de lineamientos y reglamentación para el fomento del uso alternativo de biocombustibles y para adelantar proyectos piloto de biocombustibles de última generación de carácter temporal, en los cuales se establecerán los requisitos o exigencias de aspectos relevantes para el uso de diésel renovable, biojet, *Sustainable Aviation Fuels* (SAF), u otros combustibles sostenibles.

Adicionalmente, en el periodo entre 2022 y 2023 el Ministerio de Minas y Energía realizará la identificación de las oportunidades del Biogás como fuente de abastecimiento que aporta a la reducción de emisiones de GEI del sector, por sustitución de combustibles líquidos, generación u otros; que sirva de insumo para su futura regulación.

Con el objetivo de asegurar el despliegue sostenido del hidrógeno como energético de diversificación de la matriz energética colombiana y de su correspondiente reducción de GEI, el **Ministerio de Minas y Energía** a partir del año 2022 **realizará el diseño e implementación del *sandbox* regulatorio para el sector energético** para promover el desarrollo de proyectos piloto de este combustible limpio.

El **Ministerio de Minas y Energía** en 2025 **desarrollará los lineamientos normativos para la producción de combustibles sintéticos y la ejecución de proyectos piloto.**

El **Ministerio de Minas y Energía**, en conjunto con la UPME, evaluará el **papel potencial de la energía núcleo eléctrica como una tecnología alternativa que se integre en la transformación energética.** Esta acción se desarrollará entre el 2023 y el 2025 y tiene como objetivo desarrollar un marco de política energética nacional, un análisis de la demanda y suministros energéticos para la núcleo energía y una revisión de la información sobre las implicaciones económicas, de seguridad, medioambientales de la núcleo energía en Colombia.

Adicionalmente, el **Ministerio de Minas y Energía**, en conjunto con el SGC, **elaborarán un análisis que permita al país tomar una posición frente a la adopción de la energía núcleo eléctrica.** Este estudio se desarrollará entre el 2024 y el 2026 y permitirá elaborar un informe integral que incluya el análisis de áreas esenciales para determinación de la viabilidad de la núcleo energía en el Colombia.

Finalmente, La **Dirección General Marítima**, en conjunto con el **Ministerio de Minas y Energía**, **definirá las reglas y ejecutará el mecanismo que permita la asignación de áreas marítimas para el desarrollo de los proyectos de energía eólica costa afuera.** Esta acción se desarrollará entre el 2023 y el 2025, generando un precedente importante para el desarrollo de esta nueva tecnología de generación con FNCER.

4.3.3. Estrategia para incrementar las medidas para fomentar la competitividad y el desarrollo económico desde el sector minero energético

Línea de acción 10. Iniciativas para incrementar la cobertura del servicio de energía eléctrica y mejorar la calidad del servicio en ZNI

En primer lugar, el **Ministerio de Minas y Energía** emitirá los **lineamientos para la creación e implementación del gestor de información de electrificación rural.** Este gestor permitirá contar con información actualizada sobre la prestación del servicio en ZNI, información que será vital para la atracción de nuevas inversiones y la mejora de lineamientos de política pública. Esta acción se llevará a cabo en el 2022 y 2024.

El Ministerio de Minas y Energía diseñará e implementará un programa que incluya la participación del sector privado para acelerar la ampliación de cobertura del servicio de energía eléctrica en las ZNI. El diseño y la puesta en marcha del programa de electrificación rural permitirá la asignación de áreas de responsabilidad vinculando capital privado para la ampliación de la cobertura de energía eléctrica en las ZNI integrando FNCER. Esta acción se llevará a cabo entre el 2023 y el 2025.

El IPSE, con apoyo de la UPME, definirá e implementará un mecanismo para el levantamiento de información georreferenciada de los usuarios en Zonas No Interconectadas para correr un modelo que permita definir, analizar y evaluar las diferentes opciones para la energización de los usuarios que aún no cuentan con el servicio de energía eléctrica a nivel nacional. Este mecanismo por desarrollar entre el 2023 y 2025 permitirá contar con información actualizada y confiable para desarrollar planes de energización rural y cerrar la brecha en la prestación del servicio de energía eléctrica.

El IPSE con acompañamiento de la UPME, definirá y desarrollará una estrategia para que las entidades territoriales implementen Planes de Energización Rural (PERS). Esta estrategia, que se llevará a cabo entre el 2024 y 2026, buscará acelerar el cierre de brechas en cuanto a la prestación del servicio a través de la estructuración e implementación de los proyectos que se identifican a través de los PERS.

Por último, el IPSE diseñará una hoja de ruta para la implementación de un esquema de modernización de la operación y supervisión del servicio de energía eléctrica en las ZNI y sus respectivos indicadores sujeto a la posible reglamentación que expida la CREG. Esto permitirá contar con mejor información sobre la calidad en la prestación del servicio de energía eléctrica en ZNI. Esta acción se llevará a cabo entre el 2023 y el 2024.

Línea de acción 11. Eficiencia en la prestación del servicio de alumbrado público

En primer lugar, el Ministerio de Minas y Energía evaluará si los municipios que gestionan directamente el alumbrado público se les impone la obligación de contratar una interventoría con alcance técnico, operativo y administrativo dentro del Retilap. De esta forma, los municipios contratarán directamente la interventoría y se podrá contar con datos e información precisa sobre todos los sistemas de alumbrado público a nivel nacional. Esto permitirá contar con mayores datos para el diseño y mejora de la política pública en la materia. Esta acción se llevará a cabo entre 2022 y 2023.

En segundo lugar, el Ministerio de Minas y Energía evaluará las variables que se deberían reportar para realizar la construcción de un sistema de información de Alumbrado Público para mejorar el diseño de la política pública y fortalecer el

seguimiento y control. La identificación de las variables a reportar permitirá posteriormente analizar estrategias para la recolección de esta información y la posibilidad de centralizar los datos en un sistema de información. Esta acción se ejecutará en el 2023.

En tercer lugar, en 2023 el **Ministerio de Minas y Energía definirá los indicadores de calidad y cobertura para los sistemas de alumbrado público y actualizará el Retilap.** La definición técnica de estos indicadores permitirá homogeneizar el cálculo en todos los municipios, plantear metas y analizar brechas en la prestación del servicio. Esta acción se llevará a cabo en 2023.

Línea de acción 12. Implementación de medidas de digitalización, fiscalización, y gestión, de la Información del sector minero-energético

La **Agencia Nacional del Espectro (ANE), definirá y socializará el análisis de impacto normativo, para lograr la transformación digital de los sectores productivos, incluyendo los requerimientos de comunicaciones del sector eléctrico para la conexión de DER e implementación de AMI,** en coordinación con el Ministerio de Minas y Energía y el Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones. Esta acción, que se desarrollará entre el 2022 y el 2023, permitirá contar con un marco técnico robusto para desplegar medidores inteligentes a nivel nacional y el desarrollo de conexión de los DER.

La **CREG definirá la metodología para establecer la remuneración del Gestor Independiente de Datos e Información (GIDI).** Esta acción se desarrollará entre el 2023 y 2024 y permitirá avanzar en la consolidación de la gestión de la información y digitalización del sector eléctrico.

La **CREG definirá los lineamientos para la inclusión de aspectos digitales requeridos que propicien la participación y operación competitiva de los DER y que conlleven al uso de sistemas digitales en el sector eléctrico.** Esta acción se llevará a cabo entre el 2022 y el 2023.

De igual forma, la **CREG diseñará la regulación para la implementación de medición avanzada e inteligente en la cadena de valor del gas natural: producción, transporte, distribución y comercialización.** Esta acción se llevará a cabo entre el 2023 y 2026.

El **Ministerio de Minas y Energía con el apoyo de la ANH en el año 2023, hará una integración y simplificación de los reportes contractuales de las empresas titulares de contratos de exploración y producción, contratos de evaluación técnica, exploración y explotación, convenios de explotación, y de exploración y explotación de hidrocarburos,** con los requerimientos de fiscalización para reporte a través de formularios web u otro medio digital de integración de la información a los sistemas de información existentes.

En el año 2024, la UPME realizará un proceso de planeación y gestión de la información del sector de hidrocarburos, donde intervengan todas las entidades del sector identificando sus necesidades, capacidades y la hoja de ruta para el flujo ordenado y coordinado de la información, su captura, integración, actualización y disponibilidad para entidades, agentes del sector y usuarios en general con el fin de establecer, entre otros, la implementación de herramientas tecnológicas que evidencien los datos reales de los volúmenes de producción tal como lo establece el artículo 17 de la Ley 2056 de 2020.

Con el fin de avanzar en la optimización e implementación progresiva de acciones de mejora a los procesos de fiscalización de producción de hidrocarburos la ANH a partir del año 2022 desarrollará e implementará el modelo de captura y gestión remota de información para el proceso de fiscalización de crudo y gas, en donde se definan los requerimientos técnicos, operativos y financieros, así como los roles, responsabilidades, recursos requeridos, fuentes de financiación, condiciones de acceso, seguridad de la información y se ponga en marcha un proyecto piloto para su evaluación.

Con el objeto de garantizar la transparencia, confidencialidad y seguridad de la información, en 2022 la ANH en el Proceso Permanente de Asignación de Áreas (PPAA) continuará fortaleciendo los sistemas actuales y profundizando la utilización de herramientas tecnológicas probadas, disponibles, seguras y confiables como *blockchain* analizando diversas opciones, con el fin de asegurar la integridad, digitalización, gestión, trazabilidad y la accesibilidad a la información considerando su aplicación en los diferentes procesos misionales de la ANH, así como en las etapas del proceso de asignación de áreas y la liquidación de regalías implementando en el año 2023 un proyecto piloto.

Por su parte y con el objetivo de optimizar las labores de fiscalización y gestión de la trazabilidad en la cadena de valor de los minerales extraídos a nivel nacional, la ANM o quien haga las veces de Autoridad Minera, diseñará e implementará estrategias tecnológicas que permitan optimizar las labores de fiscalización para el control a la producción minera, haciendo uso de tecnologías y desarrollos que hoy permiten adelantar labores de fiscalización incluso de manera remota. Asimismo se adelantará la socialización y capacitación respecto al uso de instructivos de registro y consulta de información de las plataformas de control y seguimiento a la producción, lo anterior soportará los procesos de transparencia en el sector, el fomento de la legalidad en todos los eslabones de las cadenas de producción y permitirá reducir el alto impacto ambiental de operaciones ilegales de extracción de minerales en el marco de la Transición energética del año 2022 al año 2023.

Finalmente, entre 2023 y 2027, la ANM se diseñará e implementará una estrategia para especializar la gestión y la fiscalización de los diferentes procesos y actores que

intervienen en la seguridad minera con el fin de potenciar el desarrollo de la gestión en el sector extractivo nacional, puntualmente en cada uno de los diferentes eslabones exigidos por la autoridad minera (ventilación, geomecánica, sostenimiento, manejo de aguas subterráneas o superficiales, y planeamiento minero) y que deben ser implementados por el titular durante las etapas de un proyecto minero para su desarrollo y, posteriormente, diseñar un plan piloto de fiscalización especializada, específicamente en las unidades de producción minera (UPM) más críticas y que contenga indicadores de verificación permanentes en el corto y mediano plazo, evidenciando el adecuado cumplimiento de los estándares en el marco de la seguridad minera. Asimismo, para que esta estrategia sea completa, se realizarán capacitaciones, a fin de que el personal desarrolle habilidades y conocimientos encaminados a la identificación, mitigación y control de variables de alto riesgo que ocasionan el mayor número de fatalidades mineras.

Línea de acción 13. Desarrollo de instrumentos para la promoción de la industria nacional en el mercado de transporte de cero y bajas emisiones

En el marco de la reactivación económica y con el propósito de aumentar la competitividad de la industria nacional en el mercado de movilidad de cero y bajas emisiones, **Colombia Productiva** con apoyo del **Ministerio de Transporte** en el 2023 promoverán programas de desarrollo empresarial orientados a mejorar la productividad, calidad, encadenamientos productivos y sofisticación en las empresas del mercado de transporte y logística sostenibles.

Por su parte, el **Ministerio de Comercio, Industria y Turismo** con apoyo de **ProColombia** establecerán una estrategia de atracción de inversión extranjera en segmentos específicos de la cadena de valor global de transporte sostenible, buscando modernizar el sector transporte a partir de la implementación y sostenibilidad de tecnologías de cero y bajas emisiones, esta acción se desarrollará entre 2022 y 2023.

Línea de acción 14. Estrategia para incentivar la producción de minerales necesarios para la Transición energética

La **UPME** diseñará una estrategia para la producción de cobre, oro, y otros minerales necesarios para consolidar la estrategia de transición energética, con base en el potencial geológico colombiano. De acuerdo con lo anterior y complementando esta iniciativa se realizará un plan subsectorial para definir estrategias que conlleven y promuevan el aprovechamiento de los recursos y reservas disponibles en el territorio nacional de mineral de Cobre, Oro y minerales estratégicos. Lo anterior permitirá atraer inversión nacional y extranjera para el desarrollo de iniciativas de exploración y ejecución de estrategias que

lleven a la puesta en marcha proyectos de explotación. Esta acción se ejecutará entre 2022 y 2027.

Línea de acción 15. Estrategia para incentivar el aprovechamiento de recursos y reservas de carbón y promover la diversificación económica de las regiones con alta dependencia del sector extractivo

El Ministerio de Minas y Energía diseñará e implementará la estrategia para el **aprovechamiento de las reservas y los recursos de carbón, permitiendo el crecimiento económico del país y las regiones**. Por lo anterior, se buscará consolidar la industria minera formalizada y normalizada, con criterios y conceptos consolidados para cada una de las etapas, que apoye sinergias productivas y competitivas a nivel regional y local. Finalmente se buscará ampliar el portafolio de usos no convencionales para este material y diversificar las estrategias de carbono neutralidad con el fin de dar opciones de valor agregado a este importante energético. Esta acción iniciará en 2022 y finalizará en 2023.

En segundo lugar, el **Ministerio de Minas y Energía diseñará una estrategia de diversificación, reconversión y transición socioeconómica gradual, progresiva, y segura en las regiones con vocación extractiva de carbón**, con el apoyo del DNP y en conjunto con los actores estratégicos en los territorios y entidades del orden nacional, elaborará un diagnóstico de condiciones de productividad en las regiones con proyectos mineros, estructurando la base de información para el posterior análisis de las estrategias de intervención, buscando impulsar sectores productivos para la competitividad y el desarrollo de los departamentos, aprovechando las oportunidades y beneficios que genera el sector minero-energético. Esta acción se ejecutará entre 2022 y 2024.

En tercer lugar, el **Ministerio de Minas y Energía, diseñará, socializará y gestionará el desarrollo (con las entidades competentes), de un modelo de reconversión productiva para aquellos mineros pequeños y de subsistencia que derivan su sustento de esta actividad**. Para, lo cual identificará la potencialidad y vocación de las regiones donde se encuentra dicho grupo poblacional, permitiendo identificar sus principales oportunidades productivas alternas a la actividad minera, estableciendo así la hoja de ruta para su reconversión y desarrollo de estrategias que generen alternativas de desarrollo económico promoviendo el fortalecimiento de competencias laborales, habilidades técnicas y de conocimiento. Siendo el horizonte de ejecución de esta actividad del año 2023 a 2026.

Por último, el **DNP, realizará la actualización del Plan Maestro de transporte Intermodal (2015-2035), atendiendo las necesidades del sector minero-energético**. Siendo así, se realizará un análisis de oferta y demanda de transporte del sector minero-energético y se establecerán las recomendaciones y acciones a tomar para promover la

intermodalidad en el marco de la reactivación del modo férreo. Lo anterior, articulando herramientas como el Plan Maestro Ferroviario y la Política Nacional Logística. Esta acción se desarrollará durante la vigencia del año 2022.

Línea de acción 16. Definición de estrategias y lineamientos para promover el desarrollo social en transición energética

El Ministerio de Minas y Energía **diseñará, socializará e implementará lineamientos sociales para fomentar el diálogo, el desarrollo territorial, la promoción de las economías locales, la inclusión del enfoque de género, derechos humanos y diferencial étnico; y la comunicación y apropiación del conocimiento en transición energética.** Esta acción se desarrollará entre el 2022 y el 2028.

4.3.4. Estrategia para desarrollar un sistema energético con bajas emisiones de GEI

Línea de acción 17. Definición de lineamientos técnicos, financieros y de planeación para el ascenso tecnológico en el sector transporte

Para lograr el cumplimiento de los compromisos del Gobierno nacional de contar con sistemas de transporte urbano sostenibles, que mejoren las condiciones ambientales de las ciudades donde operan, para consolidar nuevas inversiones en material rodante, aprovechando economías de escala en la compra de flota, **el Ministerio de Transporte con apoyo del DNP en el 2023 estructurarán el fondo para la promoción de ascenso tecnológico que facilite la financiación o compra de flotas de cero y bajas emisiones en los segmentos de sistemas de transporte público de pasajeros y carga liviana.**

Por su parte, **el Ministerio de Transporte en el 2023 realizará los estudios sobre la viabilidad de la conversión técnica de vehículos de combustión interna a tecnología eléctrica,** que permita definir un esquema de segundo uso de vehículos livianos empleando tecnologías limpias.

Asimismo, entendiendo la necesidad de garantizar el despliegue de infraestructura de carga para dar confiabilidad a los usuarios sobre el uso de esta tecnología y además buscando la interacción con los usuarios de las tecnologías de cero y bajas emisiones y la pertinencia de facilitar su operación, **el Ministerio de Minas y Energía entre el 2022 y el 2023 elaborará la propuesta de acto administrativo que reglamente parámetros de interoperabilidad para las estaciones de carga de acceso público de vehículos eléctricos, facilitando el acceso a los usuarios finales.**

Para fomentar el uso de energéticos de cero y bajas emisiones en diferentes modos de transporte, en primer lugar, **el DNP, con apoyo del Ministerio de Transporte y la Unidad de Planeación de Infraestructura de Transporte entre 2022 y 2023 formularán un plan de**

modernización de la flota fluvial de los ríos priorizados en el Plan Maestro Fluvial, haciendo énfasis en tecnologías eléctricas.

Por su parte, en el 2025 el DNP con apoyo del Ministerio de Transporte, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y la Unidad de Planeación de Infraestructura de Transporte definirá los lineamientos de política que contemplen estándares técnicos que debe cumplir el material rodante tractivo y autopropulsado del modo férreo, con el propósito de fomentar la reducción de emisiones.

Igualmente, la Aeronáutica Civil en el 2023 establecerá la hoja de ruta de eficiencia energética y mitigación de emisiones en el modo aéreo.

Línea de acción 18. Medidas para fortalecer el posicionamiento del gas como combustible de la transición y de confiabilidad del sistema energético

Para consolidar la infraestructura del gas combustible, el Ministerio de Minas y Energía en el año 2023 elaborará una propuesta de creación de un comité asesor de planeación de la infraestructura de transporte de gas natural (CAPTG), donde se incluya el análisis de su composición, funciones y gobernanza en el marco de las consideraciones y recomendaciones de la Misión de Transformación Energética.

En el año 2023 la CREG con apoyo del Ministerio de Minas y Energía realizará los análisis de impacto normativo y estudios de beneficio costo de la opción de incluir un gestor de mercado de GLP e incluir dentro de la revisión quinquenal del reglamento de comercialización mayorista de GLP los resultados de dicha evaluación.

Asimismo, en el 2022 el Ministerio de Minas y Energía implementará el módulo en el Sistema de Información de la Cadena de Distribución de Combustibles Líquidos (Sicom) para AutoGLP, incluyendo información de AutoGLP y NautiGLP, con el fin de contar con los esquemas de información y control en el uso de este energético de igual forma que los demás combustibles

Adicionalmente, el transporte de carga se ha identificado como un gran potencial demandante de gas combustible. Así pues, es necesario avanzar en el desarrollo de las tecnologías de Gas Natural Licuado que son usadas en muchas partes del mundo como combustibles para el transporte de carga. En este sentido, en el segundo semestre año 2022 el Ministerio de Minas y Energía con el apoyo de la UPME definirá los lineamientos técnicos y normativos para el desarrollo de pruebas piloto de GNL en transporte de carga pesada.

Línea de acción 19. Fortalecer el programa de sustitución de leña por gas combustible e integrar soluciones energéticas en los esquemas de sustitución de leña

El Ministerio de Minas y Energía elaborará, en el año 2022, un análisis jurídico de una propuesta de modificación de lineamientos de política que permitan habilitar al Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía u otros actores para realizar programas de sustitución de combustibles sólidos (leña, carbón, residuos) por gas combustible de esta manera se puede contar con otras fuentes de financiación para que el programa logre ampliar la cobertura y alcanzar sus objetivos en un plazo menor.

En segundo lugar, el Ministerio de Minas y Energía en el año 2023 propondrá el ajuste en la reglamentación de tal manera que los proyectos de sustitución de leña por gas combustible, puedan ser financiados a través de los mecanismos de obras por impuestos y obras por regalías, asimismo a partir de 2024 evaluará y analizará una propuesta para la definición y establecimiento áreas de servicio exclusivo para la distribución y comercialización de GLP mediante cilindros en áreas rurales en articulación con los programas de sustitución de leña o áreas en ZNI en las que puedan aplicar modelos de generación o cogeneración mediante GLP.

En tercer lugar, el Ministerio de Minas y Energía aplicará a partir del año 2023 una evaluación bianual de los resultados del programa piloto de sustitución de combustibles sólidos para cocción, con el fin de definir las áreas a priorizar para la siguiente vigencia y sugerir modificaciones para lograr mayores coberturas.

Adicionalmente en el año 2025 la UPME presentará y socializará el Plan de Sustitución de Leña, donde se especifique el potencial de aprovechamiento del Biogás como alternativa de solución eficiente para disminuir el uso de combustibles altamente contaminantes y para impulsar el aprovechamiento del biogás a nivel municipal.

Línea de acción 20. Desarrollo del programa de aseguramiento y control de la calidad de combustibles y biocombustibles

Para el avance en la consolidación y el mejoramiento continuo de la calidad de los combustibles del país, el Ministerio de Minas y Energía en conjunto con el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, en el año 2023 realizarán el análisis para determinar qué inversiones asociadas a la mejora en la calidad de los combustibles deben ser objeto de reconocimiento y cuál es la metodología o instrumento apropiado para realizarlo.

El Ministerio de Minas y Energía a partir del año 2023 implementará y hará seguimiento al plan de trabajo para el establecimiento del programa de aseguramiento de la calidad (QA) y control de la calidad (QC) para los combustibles y biocombustibles del país.

En la misma línea, El Ministerio de Minas y Energía en el año 2022, elaborará el proyecto de Reglamento Técnico que establece el marco normativo de calidad para AutoGLP y NautiGLP, definiendo los parámetros aplicables de la Norma Técnica Colombiana NTC 2303, con el fin de unificar las condiciones del mercado de este energético con las de los demás combustibles en el sector transporte.

Línea de acción 21. Establecer lineamientos de política de buenas prácticas de proyectos de economía circular en los sectores minero energético y transporte y promover su puesta en marcha

En primer lugar, teniendo en cuenta los residuos que se generan por las baterías de los vehículos eléctricos y en línea con implementar estrategias de economía circular, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible entre 2023 y 2024 definirá los lineamientos de regulación asociados a los sistemas de recolección y gestión de residuos de aparatos eléctricos y electrónicos, desarrollando además actividades de socialización a los productores de este tipo de residuos.

En la misma línea, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible entre 2025 y 2026 elaborará una guía que incluya lineamientos para la reutilización, recuperación y aprovechamiento de las partes y materiales constituyentes de las baterías de vehículos eléctricos en otras aplicaciones para los cuales sean aptas una vez finalice su uso eficiente en los vehículos eléctricos.

En tercer lugar, el Ministerio de Minas y Energía establecerá lineamientos de política de buenas prácticas para proyectos de economía circular en el sector minero y promoverá su puesta en marcha para lo cual, identificará con el apoyo de los diferentes entes gubernamentales los componentes principales, brechas legales, tecnológicas, operativas, y económicas, existentes para el desarrollo e implementación de tales proyectos en el país, establecerá lineamientos técnicos de buenas prácticas para reutilizar, transformar, y hacer uso racional, de los residuos y generar nuevas alternativas de materias primas, energías limpias, y productos con diversos usos rentables, y económicamente sostenibles. Siendo el horizonte de ejecución de esta actividad del año 2022 a 2026.

4.4. Seguimiento

El seguimiento a la ejecución física y presupuestal de las acciones propuestas para el cumplimiento de los objetivos del presente documento se realizará a través del Plan de Acción y Seguimiento (PAS) contenido en el Anexo A. En este se presenta el listado completo de las acciones de la política de transición energética, las entidades responsables de su implementación, los indicadores asociados a su cumplimiento, así como los hitos de avance relacionados, y las respectivas metas de avance por año. El reporte de avance en la

implementación de cada acción se realizará por parte de las entidades responsables al DNP a través del aplicativo web SisCONPES.

Las acciones previstas en esta política se materializarán en un periodo estimado de seis años iniciando en 2022 y terminando en 2028. Su seguimiento se realizará de forma semestral, iniciando su reporte a corte del 31 en diciembre de 2022 y finalizando el 31 de diciembre de 2028. Lo anterior, implica que se rendirán trece reportes semestrales de seguimiento, tal y como se indica en la Tabla 3.

Tabla 3. Cronograma de seguimiento

Corte	Fecha
Primer corte	30 de junio de 2022
Segundo corte	31 de diciembre de 2022
Tercer corte	30 de junio de 2023
Cuarto corte	31 de diciembre de 2023
Quinto corte	30 de junio de 2024
Sexto corte	31 de diciembre de 2024
Séptimo corte	30 de junio de 2025
Octavo corte	31 de diciembre de 2025
Noveno corte	30 de junio de 2026
Décimo corte	31 de diciembre de 2026
Décimo primer corte	30 de junio de 2027
Décimo segundo corte	31 de diciembre de 2027
Décima tercer corte	30 de junio de 2028
Informe de cierre	31 de diciembre de 2028

Fuente: DNP (2022).

4.5. Financiamiento

Para efectos del cumplimiento de los objetivos de la política de transición energética, las entidades responsables de su implementación gestionarán y priorizarán, en el marco de sus competencias, recursos para la financiación de las actividades a su cargo conforme lo establecido en el PAS. Lo anterior se realizará teniendo en cuenta el Marco de Gasto de Mediano Plazo del respectivo sector.

En complemento de lo anterior conviene señalar que, el costo total estimado de la política es de 306.378 millones de pesos. En la Tabla 4. Financiamiento indicativo de la

política por entidad. se discriminan los recursos estimados por entidad que permitirán la financiación completa de esta.

**Tabla 4. Financiamiento indicativo de la política por entidad
(Millones de pesos)**

Entidad	Costo
Aeronáutica Civil	281
Agencia Nacional de Hidrocarburos	16.045
Agencia Nacional de Minería	746
Agencia Nacional del Espectro	191
Colombia Productiva	21
Comisión de Regulación de Energía y Gas	3.200
DNP	7.229
Dirección General Marítima	915
Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía	9.390
Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para Zonas No Interconectadas	96.200
Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible	2.256
Ministerio de Ciencia, Tecnología, e Innovación	550
Ministerio de Comercio, Industria, y Turismo	60
Ministerio de Minas y Energía	46.315
Ministerio de Transporte	2.657
Ministerio del Trabajo	1.453
Servicio Geológico Colombiano	82.461
Servicio Nacional de Aprendizaje	31.320
Unidad de Planeación Minero-Energética	5.088
Total	306.378

Fuente: DNP (2022).

Los montos presentados en la Tabla 4 representan las inversiones que se realizarán desde el sector público, lo que habilitará inversiones por parte del sector privado estimadas en 283 billones pesos, equivalentes a USD 75.632 millones, durante el periodo comprendido entre 2022 y 2028.

5. RECOMENDACIONES

El Departamento Nacional de Planeación (DNP), el Ministerio de Minas y Energía, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, el Ministerio de Educación Nacional, el Ministerio de Vivienda, Ciudad y Territorio, el Ministerio de Transporte, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación, el Ministerio del Trabajo, recomiendan al Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES):

1. Aprobar la política de transición energética planteada en este documento CONPES, incluyendo el Plan de Acción y Seguimiento (PAS) contenido en el Anexo A.
2. Solicitar a las entidades del Gobierno nacional priorizar recursos para la implementación de las acciones y estrategias contenidas en este documento CONPES, acorde con el Marco de Gasto y el Marco Fiscal de Mediano Plazo del respectivo sector.
3. Solicitar al DNP:
 - a. Consolidar y divulgar la información del avance de las acciones según lo planteado en el Plan de Acción y Seguimiento.
 - b. Desarrollar un plan de acción que identifique buenas prácticas para el uso eficiente de energía en dos subsectores priorizados de la industria nacional.
 - c. Incluir dentro del Kit de Planeación Territorial (KPT) los lineamientos para la inclusión del componente de transporte sostenible dentro los planes territoriales de desarrollo elaborados y remitidos por la Dirección de Infraestructura y Energía Sostenible del DNP.
 - d. Desarrollar capacidades a nivel territorial que permitan la implementación de las estrategias de movilidad de cero y bajas emisiones en las regiones.
 - e. Actualizar el Plan Maestro de transporte Intermodal (2015-2035), atendiendo las necesidades del sector minero-energético
 - f. Formular el Plan de modernización de la flota fluvial de los ríos priorizados en el Plan Maestro Fluvial, haciendo énfasis en tecnologías eléctricas.
 - g. Definir los lineamientos de política que contemplen estándares técnicos que debe cumplir el material rodante tractivo y autopropulsado del modo férreo, con el propósito de fomentar la reducción de emisiones.
4. Solicitar al Ministerio de Minas y Energía:

- a. Elaborar y publicar los lineamientos técnicos que determinen los requisitos de los proyectos de exploración y explotación del recurso geotérmico.
- b. Identificar y promover actividades de electrificación y autogeneración a partir de FNCER, por medio de acuerdos voluntarios con el sector minero.
- c. Incluir en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural los proyectos necesarios para la conexión al Sistema Nacional de Transporte - SNT del gas proveniente de campos menores siempre que sean económicamente viables de acuerdo con los análisis realizados por la UPME dentro del Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento.
- d. Realizar una identificación del potencial de almacenamiento de CO₂ en el país y sus posibles usos, incluyendo en esta identificación las recomendaciones de infraestructura y tecnologías requeridas para la puesta en operación de este almacenamiento de acuerdo con los usos identificados, definiendo la hoja de ruta para la implementación de la tecnología de Captura, Uso y Almacenamiento de Carbono (CCUS).
- e. Realizar la identificación de las oportunidades del Biogás como fuente de abastecimiento que aporta a la reducción de emisiones de GEI del sector, por sustitución de combustibles líquidos, generación u otros; que sirva de insumo para su futura regulación.
- f. Actualizar y desarrollar el marco regulatorio técnico y ambiental para promover el mercado del hidrógeno.
- g. Diseñar e implementar el sistema de garantías y certificaciones de origen para el hidrógeno producido en el país.
- h. Diseñar una estrategia de diversificación, reconversión y transición socioeconómica gradual, progresiva y segura en las regiones con vocación extractiva de carbón.
- i. Diseñar, socializar e implementar lineamientos sociales para fomentar el diálogo, el desarrollo territorial, la promoción de las economías locales, la inclusión del enfoque de género, derechos humanos y diferencial étnico; y la comunicación y apropiación del conocimiento en transición energética.
- j. Emitir la reglamentación técnica para implementar la obligatoriedad de auditorías energéticas en el sector industrial.

- k. Establecer lineamientos de política de buenas prácticas de proyectos de economía circular en el sector minero y promover su puesta en marcha.
- l. Elaborar una propuesta de reglamentación de los tipos, usos y manejo de los almacenamientos estratégico comercial y operativo de productos refinados (gasolina, diésel, jet) y los requerimientos regulatorios de niveles de inventarios.
- m. Realizar el diseño e implementación del *sandbox* regulatorio para el sector energético.
- n. Definir los lineamientos técnicos y normativos para el desarrollo de pruebas piloto de GNL en transporte de carga pesada.
- o. Implementar y hacer seguimiento al plan de trabajo para el establecimiento del programa de aseguramiento de la calidad (QA) y control de la calidad (QC) para los combustibles y biocombustibles del país.
- p. A través de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), realizar la actualización permanente del mapa de tierras, identificando las áreas disponibles continentales y costa afuera y haciendo énfasis en aquellas que hayan surtido proceso de liberación por parte de contratistas de exploración y producción y reincorporación por parte de la ANH, asimismo la actualización del mapa deberá contar con un reporte anual de liberación e incorporación para exploración e inclusión en los respectivos ciclos del PPAA.
- q. A través de la ANH, profundizar la utilización de herramientas tecnológicas probadas, disponibles, seguras y confiables como el *blockchain* sin limitarse a analizar otras opciones o tecnologías, con el fin de asegurar la integridad, digitalización, gestión, trazabilidad y la accesibilidad a la información considerando su aplicación en los diferentes procesos misionales de la ANH, así como en las etapas del proceso de asignación de áreas y la liquidación de regalías.
- r. A través de la UPME, diseñar una estrategia para la producción de cobre, oro y otros minerales necesarios para consolidar la estrategia de transición energética, con base en el potencial geológico colombiano
- s. A través de la UPME, realizar un proceso de planeación y gestión de la información del sector de hidrocarburos, donde intervengan todas las entidades del sector, identificando sus necesidades, capacidades y la hoja de ruta para el flujo ordenado y coordinado de la información, su captura, su integración, actualización y disponibilidad para entidades, agentes del sector y usuarios en

general con el fin de establecer entre otros la implementación de herramientas tecnológicas.

- t. A través del Servicio Geológico Colombiano, identificar y definir los nuevos corredores exploratorios en cuencas hidrocarburíferas priorizadas entre SGC y ANH.
 - u. A través del Servicio Geológico Colombiano, realizar estudios de investigación geológica, geofísica y geoquímica, así como su integración en modelos conceptuales descriptivos, de sistemas geotérmicos de alta entalpía (hidrotermales convectivos asociados a volcanes), la implementación de la investigación de flujo de calor terrestre, como apoyo a la investigación de recursos geotérmicos de entalpía intermedia y baja asociados a hidrocarburos y la implementación de la investigación de recursos geotérmicos someros de baja entalpía.
 - v. A través de la Comisión de Energía y Gas, analizar las distintas formas de organización de la industria y esquemas de integración vertical y horizontal, y sus impactos sobre la competencia en el mercado de energía eléctrica y gas natural.
 - w. A través de la Comisión de Energía y Gas, definir los lineamientos para la inclusión de aspectos digitales requeridos que propicien la participación y operación competitiva de los recursos energéticos distribuidos y que conlleven al uso de sistemas digitales en el sector eléctrico.
 - x. A través del IPSE, definir e implementar un mecanismo para el levantamiento de información georreferenciada de los usuarios en Zonas No Interconectadas para correr un modelo que permita definir, analizar y evaluar las diferentes opciones para la energización de los usuarios que aún no cuentan con el servicio de energía eléctrica a nivel nacional.
5. Solicitar al Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación, formular e implementar convocatoria para los programas o proyectos de ciencia, tecnología e innovación que promuevan la investigación y el desarrollo de conocimiento y el desarrollo tecnológico asociado a nuevas tecnologías aplicables al sector energético y al transporte sostenible entre las que se podrían incluir: (i) producción; almacenamiento, transporte y uso de hidrógeno; (ii) tecnologías para la captura, secuestro, medición, uso y almacenamiento de carbono; (iii) recursos y tecnologías asociadas a geotermia; (iv) biocombustibles de última generación o aquellas adicionales identificadas por la comisión interministerial de biocombustibles, y (v) transporte de cero y bajas emisiones en diferentes modos y

segmentos, de acuerdo con solicitudes de ministerio de minas y energía o del ministerio de transporte.

6. Solicitar al Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, establecer una estrategia de atracción de inversión extranjera en segmentos específicos de la cadena de valor global del transporte sostenible, buscando modernizar el sector transporte a partir de la implementación y sostenibilidad de tecnologías de cero y bajas emisiones.
7. Solicitar a Colombia Productiva, promover programas de desarrollo empresarial orientados a mejorar la productividad, calidad, encadenamientos productivos y sofisticación en las empresas del mercado de transporte y logística sostenibles.
 - a. Solicitar al Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones, a través de la Agencia Nacional del Espectro, definir y socializar el análisis de impacto normativo, en coordinación con el Ministerio de Minas y Energía y el Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones, para lograr la transformación digital de los sectores productivos, incluyendo los requerimientos de comunicaciones del sector eléctrico para la conexión de recursos energético distribuidos e implementación de la medición inteligente.
8. Solicitar al Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible:
 - a. Especificar los estándares mínimos ambientales y de eficiencia energética en edificaciones que puedan integrar distritos térmicos para usuarios finales.
 - b. Definir los lineamientos de regulación asociados a los sistemas de recolección y gestión de residuos de aparatos eléctricos y electrónicos.
 - c. Elaborar una guía que incluya lineamientos para la reutilización, recuperación y aprovechamiento de las partes y materiales constituyentes de las baterías de vehículos eléctricos en otras aplicaciones para los cuales sean aptas una vez finalice su uso eficiente en los vehículos eléctricos.
9. Solicitar al Ministerio de Transporte:
 - a. Estructurar el fondo para la promoción de ascenso tecnológico que facilite la financiación o compra de flotas de cero y bajas emisiones en los segmentos de sistemas de transporte público de pasajeros y la carga liviana.
 - b. Realizar los estudios sobre la viabilidad de la conversión técnica de vehículos de combustión interna a tecnología eléctrica.

- c. Desarrollar un plan de trabajo que contenga la identificación y acciones requeridas para identificar los modos y segmentos de transporte en los cuales debería implementarse el hidrógeno como energético.
 - d. A través de la Aeronáutica Civil, establecer la hoja de ruta de eficiencia energética y mitigación de emisiones en el modo aéreo.
10. Solicitar al Ministerio del Trabajo:
- a. Consolidar las cualificaciones diseñadas para los segmentos de energías renovables no convencionales, eficiencia energética, distritos energéticos, transporte sostenible, hidrógeno, y restauración y recuperación ambiental, en articulación con los comités ejecutivo y técnico del Marco Nacional de Cualificaciones.
 - b. Implementar la metodología de identificación de brechas de capital humano en los segmentos descritos anteriormente.
 - c. Diseñar e implementar programas piloto de transición laboral para los trabajadores de la industria minera y petrolera que puedan verse impactados por el proceso de transición energética para que se reubiquen en los sectores de las energías renovables o el hidrógeno.
 - d. Diseñar programas de formación con enfoque para el trabajo y desarrollo humano, los cuales atenderán las necesidades sectoriales relacionados con energías renovables no convencionales, eficiencia energética, distritos energéticos, transporte sostenible, hidrogeno, y restauración y recuperación ambiental para el cierre de brechas de capital humano.
11. Solicitar al Ministerio de Defensa Nacional, a través de la Dirección General Marítima, definir las reglas y ejecutar el mecanismo que permita la asignación de áreas marítimas para el desarrollo del primer proyecto de energía eólica costa afuera.

GLOSARIO

AutoGLP: Gas Licuado de Petróleo - GLP utilizado específicamente como carburante o combustible en vehículos automotores de circulación terrestre, de conformidad con la definición que establezca el Ministerio de Minas y Energía.

Cambio climático: De acuerdo con la Ley 1931 de 2018, el cambio climático es la variación del estado del clima que persiste durante largos períodos de tiempo y que puede deberse a procesos internos naturales o a forzamientos externos tales como modulaciones de los ciclos solares, erupciones volcánicas, o cambios antropogénicos, persistentes de la composición de la atmósfera por el incremento de las concentraciones de GEI o del uso del suelo atribuido directa o indirectamente a la actividad humana. El cambio climático, podría modificar las características de los fenómenos meteorológicos e hidro climáticos extremos en su frecuencia promedio e intensidad, lo cual se expresará paulatinamente en el comportamiento espacial y ciclo anual de estos.

Distrito térmico: De acuerdo con la Resolución UPME 585 de 2017, un distrito térmico es una red de distribución que produce vapor, agua caliente, y agua helada, a partir de una planta central, y que transporta estos productos por tuberías a las edificaciones cercanas, con el fin de proporcionar servicios de acondicionamiento térmico de espacios (calor o frío), o de agua caliente sanitaria. En ese marco, los equipos asociados son: la central de producción térmica, la central de bombas, las tuberías de distribución y las centrales de intercambio térmico con los usuarios finales.

Diversificación productiva: Es el proceso donde se generan actividades que producen ingresos económicos adicionales a la actividad económica principal ya instaurada en el territorio, con el fin de desconcentrar la matriz productiva y redistribuir los mercados de trabajo y capital (PNUD 2021). La diversificación hace referencia a que la actividad minero-energética continúa, y con los recursos provenientes de esta, se potencian otros sectores productivos.

Eficiencia energética: De acuerdo con la Ley 697 de 2001, la eficiencia energética es la utilización de la energía, de tal manera que se obtenga la mayor eficiencia energética, bien sea de una forma original de energía y/o durante cualquier actividad de producción, transformación, transporte, distribución y consumo de las diferentes formas de energía, dentro del marco del desarrollo sostenible y respetando la normatividad, vigente sobre medio ambiente y los recursos naturales renovables.

Entalpía: (H). Es una combinación de propiedades termodinámicas, energía interna (U) (energía a nivel molecular de los cuerpos), presión (P) y volumen (V), de un sistema, hallada con mucha frecuencia. Está definida por la expresión $H=U+PV$. Los recursos

geotérmicos desde el punto de vista energético son de alta y baja entalpía. En general, los recursos de alta entalpía están asociados a fuentes de calor magmática y los de baja, a la energía generada por la dinámica de fallas. Para hablar de la entalpía de agua o vapor geotérmicos, se utiliza la entalpía específica, es decir, relativa a la masa.

NautiGLP: Gas Licuado de Petróleo - GLP utilizado específicamente como carburante o combustible en embarcaciones marítimas o fluviales a motor, de conformidad con la definición que establezca el Ministerio de Minas y Energía.

Recobro secundario o mejorado: La Resolución 181495 de 2009 del Ministerio de Minas y Energía indica que se trata de técnicas aplicadas a los yacimientos de hidrocarburos para mantener o incrementar su energía o la recuperación final de hidrocarburos.

Reconversión productiva: Es el proceso mediante el cual la actividad productiva principal no continúa, en el caso del sector minero-energético puede darse porque los recursos son finitos o porque la actividad no puede seguir desarrollándose por asuntos legales, ambientales o sociales. Ante este escenario, es necesario implementar una estrategia para promover oportunidades productivas de desarrollo económico alternativos a la actividad minera (González & Calderón, 2018)

Transición energética: En la historia reciente, el mundo ha experimentado diferentes transiciones energéticas. Es el caso, por ejemplo, del cambio de la utilización de leña a carbón en el siglo XVIII. En la actualidad el mundo está experimentando una transición energética relacionada con la cuarta revolución industrial, en la cual hay una apuesta por el uso de nuevas tecnologías, la digitalización, y la eficiencia energética. No obstante, es relevante tener en cuenta que la transición actual ha sido impulsada y acelerada por los efectos que ha traído el cambio climático.

De acuerdo con el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) es inequívoco que las actividades humanas hayan generado impactos ambientales indeseados. Este es caso del calentamiento en la atmósfera, el océano, y la tierra, que ha generado olas de calor extremas, fuertes precipitaciones, sequías, y ciclones tropicales, con fuertes impactos en todos los ecosistemas a nivel mundial. Para evitar las inclemencias de estos cambios e incrementar la seguridad energética que se ve amenazada por la variabilidad climática, es vital que se minimicen las emisiones de los GEI60 y se diversifique y se construya una matriz energética resiliente.

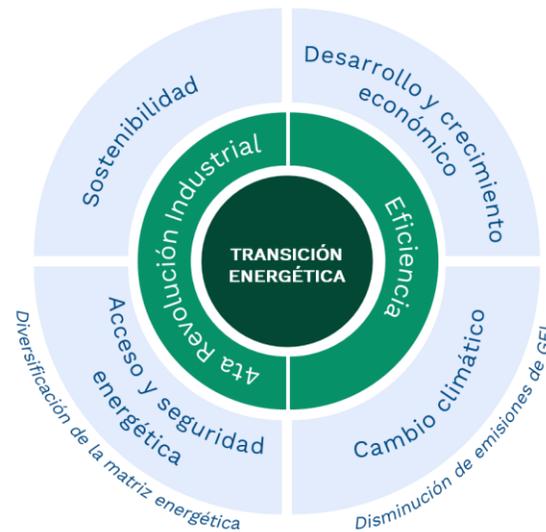
⁶⁰ Colombia, a pesar de ser un país cuyas emisiones son relativamente menores, tiende a ser uno de los más perjudicados. Razón por la cual el país se comprometió a reducir el 51 % de GEI a 2030 mediante las NDC; es así entonces como la transición energética se ha convertido en una prioridad para el Estado buscando generar un crecimiento económico verde y sostenible.

La transición energética es el proceso de transformación de la matriz energética en el cual se prima el uso de tecnologías nuevas y eficientes, se implementan formas novedosas de generación de energía, y se fomentan hábitos sostenibles de consumo (International Renewable Energy Agency, 2022). Esto conlleva beneficios como el crecimiento económico, una mayor eficiencia energética, una mejora en prácticas industriales y una disminución en las afectaciones al medio ambiente, especialmente en las emisiones de GEI. Todos estos cobeneficios contribuyen a reducir el riesgo latente de cambio climático y a fomentar un crecimiento económico sostenible.

De acuerdo con el Foro Económico Mundial (Fostering Effective Energy Transition, 2021), una transición energética eficaz debe desarrollarse en torno a tres pilares: (i) la sostenibilidad; (ii) inclusión y (iii) accesibilidad y la seguridad (World Economic Forum, 2021). De igual forma, la transición energética debe proveer soluciones globales de energía al tiempo que se crean modelos de negocio de valor agregado sin comprometer el equilibrio entre estos tres pilares.

Es así entonces como la transición energética es un cambio estructural en el sistema energético fomentado por las nuevas tecnologías y la eficiencia. No obstante, es importante tener en cuenta cuatro componentes esenciales para el desarrollo de la transición energética: (i) el desarrollo y crecimiento económico a partir de políticas y estrategias que consideren la estructura económica del país, reconociendo su dependencia económica del sector extractivo y su necesidad de hacer transición hacia otras actividades económicas en la medida que se van reemplazando estos energéticos; (ii) el deber de fomentar la implementación de tecnologías y uso de energéticos de cero o bajas emisiones para disminuir el impacto en el medio ambiente y disminuir las emisiones de GEI; (iii) el deber de fomentar el acceso a la energía a toda la población al mismo tiempo que se aseguran los recursos para atender toda la demanda, incentivando la seguridad energética, y (iv) el carácter de sostenibilidad económica, social, y ambiental, que debe caracterizar a las políticas, estrategias, y tecnologías, que se implementen en la materia. Los componentes de la transición energética se pueden detallar en la Figura 1.

Figura 1. Componente de la transición energética



Fuente: DNP (2022).

Transporte sostenible: A su vez, el concepto integral de transición energética se complementa con la modernización de sectores productivos como el transporte, el cual representa el 40 % del consumo final de energía en el país. De esta manera, el futuro de la movilidad de bienes y personas debe vincular prácticas que generen menores impactos negativos en materia medioambiental y que contemplen un uso razonable de los recursos energéticos. Para el Ministerio de Transporte (2021) la movilidad ambientalmente sostenible se define como la interacción responsable del tránsito, el transporte, y el espacio público, impidiendo la generación de efectos adversos sobre la calidad del aire, a través de la promoción de prácticas adecuadas desde la gestión territorial y las decisiones de política pública, garantizando la calidad de vida de las comunidades. En este sentido, la visión del transporte sostenible según el Banco Mundial (2017) debe orientarse desde cuatro pilares fundamentales, a saber: (i) acceso equitativo; (ii) seguridad y protección; (iii) eficiencia, y (iv) disminución de la contaminación y capacidad de respuesta a problemas climáticos, que le permitan garantizar una adecuada prestación del servicio consolidando una visión de sostenibilidad, desde la búsqueda de la intermodalidad, la optimización de viajes, eficiencia logística y ascenso tecnológico en sus diferentes modos y segmentos.

ANEXO A. PLAN DE ACCIÓN Y SEGUIMIENTO (PAS)

Ver archivo en Excel.

ANEXO B. PRINCIPIOS DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA PARA COLOMBIA

La transición energética ha sido uno de los ejes centrales de la política pública del país en los últimos años llevándolo a posicionarse como líder en la región. Muestra de lo anterior, es que en el año 2020 el país ocupó el puesto 25 entre 115 países en el Índice de Transición Energética difundido por el Foro Económico Mundial. Así, dentro de los principales logros alcanzados que explican el lugar ocupado en el mencionado índice, en el sector eléctrico pueden mencionarse: (i) la integración de energías renovables en la matriz energética nacional del sector eléctrico; (ii) el análisis e implementación de nuevas tecnologías, y (iii) el desarrollo de un marco fiscal y regulatorio atractivo para la transición energética. En transporte sostenible se ha avanzado, entre otros, en el desarrollo de incentivos para dinamizar el mercado de vehículos eléctricos e híbridos, en el marco para la incorporación de vehículos dedicados a gas como energético de transición y en la creación de lineamientos para el despliegue de infraestructura de carga. Por su parte, en el sector de hidrocarburos se desarrolló un marco normativo y regulatorio para el abastecimiento del gas combustible y los combustibles líquidos, así como la definición y mejora en la asignación de áreas para exploración y explotación de estos recursos. Finalmente, en materia de minería se destaca la adopción de lineamientos técnicos y estrategias para la legalización y formalización de las actividades de extracción.

No obstante, los avances citados no han logrado consolidar el proceso de transición energética en cada uno de los sectores analizados, los cuales, son los ejes fundamentales para el desarrollo energético del país. Entre estos se destacan: (i) la ineficiencia en el uso de energía; (ii) baja velocidad en el ascenso tecnológico en todos los segmentos y modos de transporte; (iii) alta dependencia en las exportaciones del país provenientes de las industrias extractivas; (iv) baja diversificación en la explotación de recursos minerales; (v) bajo aprovechamiento del potencial en energías renovables para la diversificación de la matriz energética. Así, a pesar de los logros descritos el país aún enfrenta grandes retos en materia de transición energética entre los que se destacan: (i) la ineficiencia en el uso de los recursos energéticos; (ii) el cierre de brechas de cobertura de energía en el país, además de la eléctrica; (iii) la falta de ascenso tecnológico en segmentos y modos de transporte diferentes al carretero; (iv) la disminución de reservas requeridas de gas y crudo para atender la demanda local e incrementar la seguridad energética; (v) la implementación de nuevas tecnologías que aporten a la descarbonización del sector de hidrocarburos y al uso alternativo de biocombustibles; (vi) oportunidades para la diversificación de la extracción de minerales, y; (vii) falta de herramientas normativas para la gestión efectiva de cierres mineros y prevención de pasivos ambientales.

La presente política plantea lineamientos, estrategias, y acciones concretas, para mitigar estos retos y aprovechar las oportunidades de Colombia en el marco de la transición energética. Esta política se articula con los sectores de electricidad, hidrocarburos, transporte sostenible, y minería, con el fin de avanzar hacia la transformación digital, la innovación, el ascenso tecnológico, y la diversificación y sustitución de energéticos; que permita el acceso a la energía para todos los colombianos, generando nuevas oportunidades laborales, especialmente para aquellos que hagan parte de la transición.

No obstante, es importante resaltar que la transición energética para Colombia debe emprender un camino singular en el que se consideren todos los sectores e impactos al buscar eficiencias, disminución de emisiones de GEI, diversificación de la matriz energética y un crecimiento económico y social. Es preciso señalar que el país enfrenta retos específicos de carácter económico, social, y energético, y se hace indispensable que las políticas y lineamientos que se establezcan para avanzar en la transición analicen los impactos negativos que se puedan materializar y generen un crecimiento económico que involucre a todos los actores locales y globales. Colombia cuenta con una de las matrices energéticas de generación eléctrica más limpias del mundo, en promedio el 70 % de capacidad es hidroeléctrica y, por otra parte, sustenta sus ingresos y el aprovechamiento de los recursos del subsuelo exportando cerca del 50 % del petróleo que produce. A ese respecto, solo en 2019, año previo a la pandemia ocasionada por el Covid-19, el aporte fiscal de las empresas de exploración y producción de petróleo y gas, transporte, refinación y distribución de combustibles, más los dividendos de Ecopetrol, totalizaron 26,2 billones de pesos, que representaron el 17 % de los ingresos corrientes del Gobierno nacional central (Agencia Colombiana del Petróleo, 2021). Esta industria genera regalías bienales de 17 billones de pesos que se consolidan como una fuente esencial para la inversión y el desarrollo de las regiones. En cuanto a minería, en el mismo año el carbón aportó 1,8 % del Producto Interno Bruto (PIB) nacional, y representó el 15 % de la inversión extranjera directa y el 27 % de las exportaciones nacionales (ANM, 2020)

Considerando lo mencionado previamente, esta política recomienda una ruta alternativa y progresiva frente a la transición energética. Las metas del país deben tener en cuenta diversos factores para diseñar la política pública alineada con la transición energética, con ejes fundamentales como la digitalización, la reconversión tecnológica, el diálogo social para involucrar y proteger a las comunidades, el reemplazo de ingresos, y la reconversión laboral.

En primer lugar, la digitalización y la velocidad de la reconversión tecnológica dependerán del tiempo en el que las nuevas tecnologías puedan llegar a fase comercial e igualar o superar los costos de la utilización de tecnologías con combustibles líquidos y

energéticos de mayor impacto ambiental como el carbón. Por ejemplo, el desarrollo y madurez del hidrógeno para generación eléctrica y transporte sostenible dependerán de la disminución en su grado de incertidumbre tecnológico, desarrollo de la regulación, capacitación del capital humano, y disminución de precios. Por otra parte, la digitalización se ha convertido en un componente esencial para el desarrollo de la transición energética. La cuarta revolución industrial será clave en el despliegue de nuevas tecnologías que permitirán acelerar los procesos de transformación en el sector.

Como segundo aspecto, se deben explorar oportunidades para diversificar y complementar las exportaciones de petróleo y carbón por nuevos productos y servicios, construyendo una oferta energética más diversa y una industria de exportación. Las políticas que busquen fomentar la transición deben estar alineadas y ser consistentes con el contexto económico, social, y ambiental, del país, generando cambios graduales que habiliten un crecimiento y desarrollo económico al tiempo que se fomenta la sostenibilidad ambiental, la protección de los trabajadores y las comunidades, aprovechando los recursos provenientes de las regalías en el corto plazo, y aportando a la reconversión productiva.

En el corto plazo, no será posible renunciar a la explotación y utilización de energéticos como el petróleo o el carbón hasta tanto no se tenga una estrategia para su sustitución. La reconversión laboral será un componente esencial para impulsar la transición energética; es imperativo generar estrategias que le permitan a las familias y regiones empleadas en actividades económicas con vocación extractiva, encontrar nuevas alternativas laborales soportadas, entre otros, por programas de educación y capacitación alineados con las nuevas tecnologías y la transición. Lo anterior, requiere también del diseño e implementación de una política industrial, que le permita al país solventar las dificultades fiscales por los cambios que se vienen en la demanda de energéticos como el carbón en el mediano y largo plazo.

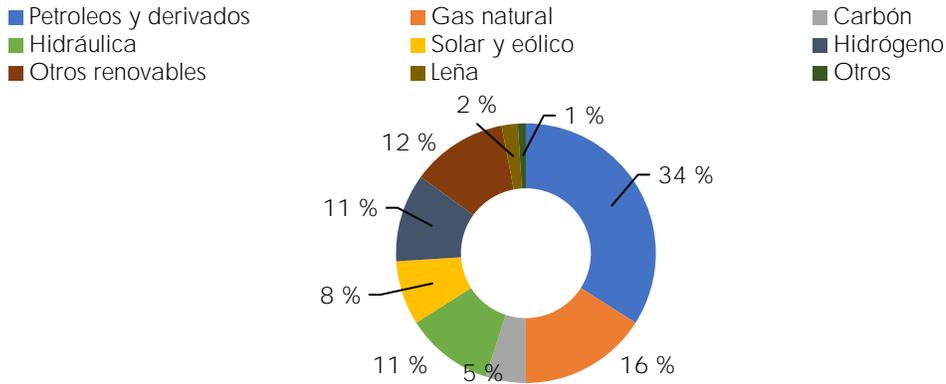
Desde el presente documento se priorizan acciones con el fin de mantener la participación del gas como combustible de la transición, promoviendo en primer lugar el avance hacia la incorporación de reservas locales que permitan al gas continuar posicionándose como energético de confiabilidad y respaldo del sistema energético. Adicionalmente, se busca una ampliación de la demanda promoviendo la participación del gas como energético de bajas emisiones, para el avance de las iniciativas de movilidad sostenible en el país, de igual manera se integran acciones que buscan fomentar la ampliación de participación del gas en la industria a través de las sinergias con el desarrollo del mercado del hidrógeno, el desarrollo de pilotos de GNL que permitan la diversificación energética de sectores como el transporte de carga y su evaluación para ampliación de demanda en otros sectores. Asimismo se reconocen los avances y se promueve la continuidad

en la ampliación de cobertura de gas domiciliario, considerando fuentes alternativas de financiación vía regalías e impuestos. Igualmente, en materia de sustitución de leña y otros energéticos, el gas cobra un papel principal debido a que reduce las emisiones de GEI, a la vez que impacta positivamente la salud de la población debido a la disminución de material particulado, por lo cual se promueve la ampliación de su uso a través de un plan de sustitución progresivo que contemple la opción de conexión de usuarios residenciales a redes de gas o a procesos de autogeneración. En el mismo sentido, acogiendo las recomendaciones de la modernización y transformación del mercado de gas para su posicionamiento como energético de transición y respaldo, se analizarán las distintas formas de organización de la industria y esquemas de integración vertical y horizontal, y sus impactos sobre la competencia en el mercado de gas natural.

Aunado a lo previamente descrito, el desarrollo de estos factores deberá ser acorde con el contexto nacional e internacional y debe contemplar y analizar los impactos externos que puedan limitar las inversiones y esfuerzos que se realicen en transición energética. Justamente el Plan Energético Nacional (PEN) 2020–2050 de la UPME, presenta cuatro escenarios con diferentes grados de descarbonización, desarrollo, y madurez tecnológica, así como los esfuerzos en relación con cambios sociales y económicos realistas para alcanzar los objetivos de transformación.

El escenario de disrupción, a pesar de ser el más agresivo, contempla un 10 % del parque de generación de energía eléctrica con plantas térmicas, un 55,6 % de participación de hidrocarburos, 5 % de carbón, y 2 % de leña en la matriz energética. Este escenario es el más optimista frente a la transformación energética y contempla una reducción del 83 % de las emisiones de GEI de la demanda energética con respecto a la línea base de la Contribución Determinada a Nivel Nacional. También incluye el uso de tecnologías innovadoras que cuentan, hoy en día, con un alto grado de incertidumbre. El PEN presenta escenarios de transformación con las capacidades y contexto económico, social, y ambiental, del país, al igual que el desarrollo tecnológico y costos para promover la transición energética. En el Gráfico 6. Composición de la oferta energética en el escenario de disrupción del PEN 2020–2050 se observa la distribución de la oferta por energéticos y se puede concluir que para el año 2050 el carbón y la leña continúan presentes.

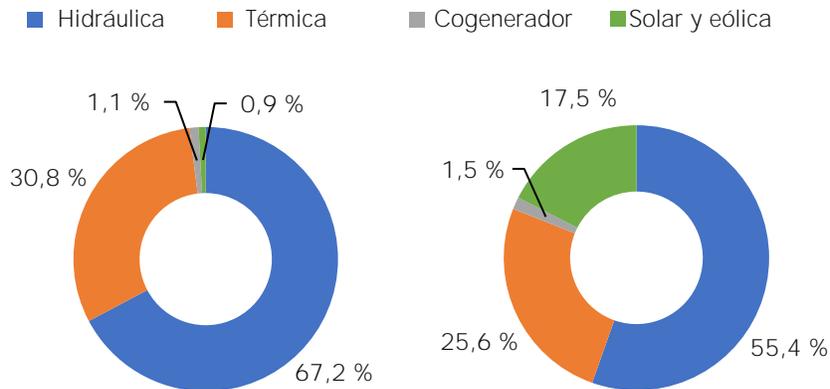
Gráfico 6. Composición de la oferta energética en el escenario de interrupción del PEN 2020–2050



Fuente: DNP con información de la UPME (2020)

Se deberán entonces, emprender mayores esfuerzos para transformar la matriz energética acompañados de la implementación de modelos innovadores que incentiven y aceleren la transición. No obstante, es importante resaltar los esfuerzos realizados al momento que han permitido diversificar la matriz de generación eléctrica mediante un marco fiscal atractivo y el desarrollo de lineamientos de política pública. Todo esto permitirá que hacia finales de 2023 el país cuente con una capacidad de generación renovable con FNCER cercana al 17,5 % para contar con un total de 72,9 % de la matriz con energías limpias.

Gráfico 7 – Comparación de la capacidad instalada de generación eléctrica entre enero de 2022 y diciembre de 2023



Fuente: DNP con información de Sinergox (2022) y del Ministerio de Minas y Energía (2021).

Es por esto, que es necesario el desarrollo de una política enfocada en la transición energética que articule los esfuerzos del Gobierno nacional y que oriente a los diversos sectores económicos sobre los lineamientos a seguir en materia minero–energética. Esto será esencial para lograr su modernización y digitalización, al tiempo que se desarrollan mejores prácticas ambientales, la estructuración de diferentes ecosistemas regulatorios, económicos, financieros, ambientales, y sociales, que permitan e incentiven las inversiones en nuevas tecnologías, que, a su vez, permitan que el país logre las metas plasmadas en relación con la disminución de GEI y el cambio climático.

Por último, vale la pena resaltar el impacto ocasionado por el conflicto entre Ucrania y Rusia que ha causado alzas significativas en los precios de materiales minero-energéticos de producción nacional como el petróleo, el carbón, y el níquel. Es así como a corte del 9 de marzo de 2022, el precio para el barril del petróleo tipo Brent⁶¹ ascendía a USD 128,57; la tonelada de carbón del ICE de Rotterdam⁶² a USD 415, y la tonelada de níquel a USD 32.000 (Investing, 2022). Lo anterior, propone retos asociados a los aumentos de la producción para los productores locales, lo cual será traducido en la generación de beneficios, mayor nivel de ingreso de divisas al país, incentivando así la producción de regalías y transferencias a la nación.

⁶¹ Índice de cotización de petróleo, en el cual se cotiza el hidrocarburo nacional.

⁶² Índice de cotización de carbón, de mayor uso a nivel internacional.

BIBLIOGRAFÍA

- Agencia Colombiana del Petróleo. (2021). Informe Económico. Tendencias de inversión en E&P en Colombia 2020 y perspectiva 2021.
- Agencia Internacional de Energía. (Enero de 2020). The Oil and Gas Industry in Energy Transitions. Obtenido de <https://www.iea.org/reports/the-oil-and-gas-industry-in-energy-transitions>
- Agencia Nacional de Minería. (2003). Glosario Minero. Bogotá.
- Agencia Nacional de Minería. (2019). Resolución No. 505 del 02 de agosto de 2019. Bogotá D.C.: ANM.
- Agencia Nacional de Minería. (2020). COLOMBIA Explorando Oportunidades. Bogotá. Obtenido de <https://acmineria.com.co/acm/wp-content/uploads/2020/02/Cartilla-ANM-2020.pdf>
- ANH. (2018). Plan Estratégico de Tecnologías de la Información y las.
- ANH. (2020). Informe de recursos y reservas. Bogotá.
- ANM. (2020). Colombia Explorando Oportunidades. Bogotá. Obtenido de <https://acmineria.com.co/acm/wp-content/uploads/2020/02/Cartilla-ANM-2020.pdf>
- Asociación Colombiana del Petróleo. (2020). Tendencias de inversión E&P en Colombia 2019 y Perspectivas 2020. Informe Económico 1 - 2020.
- Banco Mundial. (2017). Movilidad sostenible para el siglo XXI. Obtenido de <https://www.bancomundial.org/es/news/feature/2017/07/10/sustainable-mobility-for-the-21st-century>
- Banco Mundial y Corpoema-IREES. (2022). Evaluación del Potencial de Reducción de la Demanda Energética de los Edificios Públicos en Colombia. Bogotá.
- Barbero, J., & Guerrero, P. (2017). El Transporte Automotor de Carga en América Latina Soporte Logístico de la Producción y el Comercio. Obtenido de BID: <https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/El-transporte-automotor-de-carga-en-Am%C3%A9rica-Latina-Soporte-log%C3%ADstico-de-la-producci%C3%B3n-y-el-comercio.pdf>
- British Petroleum. (2020). Statistical Review of World Energy 69th edition. Obtenido de BP: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business->

sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf

C. REICHL, M. S. (2018). World Mining data. Obtenido de <http://www.worldmining-data.info/>

Cepal. (agosto de 2016). Estudio sobre lineamientos, incentivos y regulación para el manejo de los Pasivos Ambientales Mineros (PAM), incluyendo cierre de faenas mineras: Bolivia (Estado Plurinacional de), Chile, Colombia y el Perú. Obtenido de CEPAL: <https://www.cepal.org/es/publicaciones/40475-estudio-lineamientos-incentivos-regulacion-manejo-pasivos-ambientales-mineros>

Colombia, E. C. (2001). Ley 697. Bogotá.

Comisión Económica para América Latina . (2018). Informe Nacional de monitoreo de la eficiencia energética de México. Ciudad de México. Obtenido de <https://www.cepal.org/es/publicaciones/43612-informe-nacional-monitoreo-la-eficiencia-energetica-mexico-2018>

Comisión Económica para América Latina. (septiembre de 2014). Buenas prácticas que favorezcan una minería sustentable. La problemática en torno a los pasivos ambientales mineros en Australia, el Canadá, Chile, Colombia, los Estados Unidos, México y el Perú. Obtenido de CEPAL: <https://www.cepal.org/es/publicaciones/37106-buenas-practicas-que-favorezcan-mineria-sustentable-la-problematika-torno>

Comisión Intersectorial de Cambio Climático. (2020). Actualización NDC Colombia - 202.

Constitucional, C. (2021). Demanda de inconstitucionalidad en contra del artículo 296 de la Ley 1955 de 2019, por la cual se expide el "Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022 'Pacto por Colombia, Pacto por la Equidad'". Bogotá.

Contraloría delegada sector Minas y Energía. (2017). ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LA POLÍTICA DE GAS NATURAL Y EL.

Corte Constitucional. (2021). Demanda de inconstitucionalidad en contra del artículo 296 de la Ley 1955 de 2019, por la cual se expide el "Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022 'Pacto por Colombia, Pacto por la Equidad'". Bogotá.

Crippa, M., Guizzardi, D., Muntean, M., Schaaf, E., Solazzo, E., Monforti-Ferrario, F., . . . Vignati, E. (2020). Emisiones fósiles de CO₂ de todos los países del mundo - Informe 2020. Luxembourg: Oficina de Publicaciones de la Unión Europea.

Departamento Nacional de Planeación. (1976). CONPES 1353 Alternativas para el Abastecimiento de Hidrocarburos. Bogotá. Obtenido de <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/1353.pdf>

Departamento Nacional de Planeación. (1991). CONPES 2571 Programa para la Masificación del Consumo de Gas. Bogotá. Obtenido de <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/2571.pdf>

Departamento Nacional de Planeación. (1993). CONPES 2646 Plan de Gas. Bogotá. Obtenido de <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/CONPES/Econ%C3%B3micos/2646.pdf>

Departamento Nacional de Planeación. (1997). CONPES 2898 Estrategias para el fortalecimiento del sector Minero Colombiano. Bogotá. Obtenido de <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/2898.pdf>

Departamento Nacional de Planeación. (1997). CONPES 2933 Seguimiento a la situación de abastecimiento de electricidad en el corto y mediano plazo y del plan de masificación de Gas. Bogotá. Obtenido de <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/2933.pdf>

Departamento Nacional de Planeación. (2002). CONPES 3190 Balance y estrategias a seguir para impulsar el plan de masificación de gas. Bogotá. Obtenido de <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/3190.pdf>

Departamento Nacional de Planeación. (2003). CONPES 3244 Estrategias para la dinamización y consolidación de la industria del gas natural. Bogotá. Obtenido de <https://www.minenergia.gov.co/documents/10180/203715/CONPES+3244.pdf/3f3ec649-7e79-4712-9bda-e0b6fe9b2d24>

Departamento Nacional de Planeación. (23 de Junio de 2008). CONPES 3527 Política Nacional de Competitividad y Productividad. Obtenido de <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/3527.pdf>

Departamento Nacional de Planeación. (2011). CONPES 3700 Estrategia institucional para la articulación de Políticas y acciones en materia de Cambio Climático en Colombia. Bogotá. Obtenido de <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/3700.pdf>

Departamento Nacional de Planeación. (6 de Agosto de 2013). CONPES 3758 Plan para Restablecer la Navegabilidad del Río Magdalena. Obtenido de <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/3758.pdf>

Departamento Nacional de Planeación. (2018). CONPES 3919 Política Nacional de Edificaciones Sostenibles. Bogotá. Obtenido de <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/3919.pdf>

Departamento Nacional de Planeación. (2018). CONPES 3934 Política de Crecimiento Verde. Obtenido de <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/3934.pdf>

Departamento Nacional de Planeación. (2018). CONPES 3943 Política para el mejoramiento de la calidad del Aire. Bogotá. Obtenido de <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/CONPES/Econ%C3%B3micos/3943.pdf>

Departamento Nacional de Planeación. (10 de Julio de 2018). CONPES Económicos. Obtenido de <https://www.dnp.gov.co/CONPES/documentos-conpes/conpes-economicos/Paginas/conpes-economicos.aspx#Default={%22k%22:%22ConpesNumero:3934%20OR%20Title:3934%22}>

Departamento Nacional de Planeación. (2019). CONPES 3963 Política para la modernización del sector transporte automotor de carga. Bogotá. Obtenido de <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/3963.pdf>

Departamento Nacional de Planeación. (2019). CONPES 3963 POLÍTICA PARA LA MODERNIZACIÓN DEL SECTOR TRANSPORTE AUTOMOTOR DE CARGA. Obtenido de <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/3963.pdf>

Departamento Nacional de Planeación. (2019). Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022, Pacto por Colombia, pacto por la equidad. Bogotá. Obtenido de <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Prensa/PND-Resumen-2018-2022.pdf>

Departamento Nacional de Planeación. (2020). CONPES 3982. Bogotá.

Departamento Nacional de Planeación. (2020). CONPES 3990 Colombia Potencia Bioceánica Sostenible 2030. Bogotá. Obtenido de <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/3990.pdf>

Departamento Nacional de Planeación. (14 de abril de 2020). CONPES 3991 Política Nacional de Movilidad Urbana y Regional. Obtenido de <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/3991.pdf>

Departamento Nacional de Planeación. (2020). CONPES 4021 Política Nacional para el control de la deforestación y la Gestión Sostenible de los Bosques. Bogotá. Obtenido de <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/4021.pdf>

- Departamento Nacional de Planeación. (2021). CONPES 4023 Política para la reactivación, la repotenciación y el crecimiento sostenible e incluyente. Bogotá. Obtenido de <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/4023.pdf>
- DNP. (2017). Evaluación de operaciones de la Política de prestación de servicio de alumbrado público. Bogotá.
- DNP; Ernst & Young. (2017). Evaluación de operaciones de la Política de Prestación del Servicio de Alumbrado Público. Bogotá.
- Ecopetrol. (2019). Energía Renovables en el Grupo Empresarial de Ecopetrol (GEE). Bogotá.
- El Congreso de Colombia. (2018). Ley 1931. Bogotá.
- Electromaps. (s.f.). Puntos de recarga en Colombia. Obtenido de <https://www.electromaps.com/puntos-de-recarga/colombia>
- Federación Nacional de Biocombustibles. (2018). El Programa Nacional de Biocombustibles: Una Política de Estado que debe estar en los planes de Gobierno de los candidatos a la Presidencia.
- Fornillo, B. (2017). Hacia una definición de transición energética para Sudamérica: Antropoceno, geopolítica y posdesarrollo. *Prácticas de oficio*, 46-53.
- Friedrich-Ebert-Stiftung. (Noviembre de 2014). Requisitos para una transición energética global. Obtenido de FES Sustainability: <http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/cg00361.pdf>
- Fundación para la Educación Superior y el Desarrollo. (2021). Transición Energética y Retos del sector energético en Colombia. Bogotá.
- Gobierno de Colombia. (2019). Misión de Sabios - Foco de energías sostenibles.
- González, R., & Calderón, C. (2018). Pensando la diversificación productiva como alternativa a las especializaciones mineras: el caso Antofagasta Chile. *Espacios, revista de Geografía.*, 74-99.
- Iniciativa para la Transparencia de las Industrias Extractivas. (2017). Marco Normativo del Sector Minero. Obtenido de EITI Colombia: <https://www.eiticolombia.gov.co/es/informes-eiti/informe-2077/marco-legal-y-regimen-fiscal/marco-normativo-del-sector-minero/>
- Instituto Vasco de Competitividad. (2019). Oportunidades de la transición energética en la Economía EL CASO DE LA CAPV. Cuadernos Orkestra, núm. 62. Obtenido de

<https://www.orquestra.deusto.es/images/investigacion/publicaciones/informes/cuadernos-orquestra/oportunidades-transicion-energetica-capv.pdf>

Inter American Development Bank; The World Bank. (2020). Misión de Transformación Energética - Foco 2 Gas Natural.

Internaciona Energy Agency. (2020). Coal 2020, Analysis and forecast to 2025.

International Energy Agency. (2020). The Oil and Gas Industry in Energy Transitions.

International Energy Agency. (2020). World Energy Outlook 2020. París: IEA.

International Renewable Energy Agency. (2022). Energy Transition. Obtenido de IRENA: <https://www.irena.org/publications/2018/Nov/Power-system-flexibility-for-the-energy-transition>

Investing. (2022). Materias Primas, tabla de comportamiento. Obtenido de Investing.com: <https://es.investing.com/commodities/>

Konrad-Adenauer-Stiftung e.V. (2021). ¿Estamos avanzando en la transición energética en América Latina?: Análisis y Consideraciones. Lima Perú: Boletín Política Comercial y Ambiental N° 13.

La República. (2021). Acolfa pidió más atención del Gobierno frente a la situación de la industria automotriz. La República. Obtenido de <https://www.larepublica.co/empresas/acolfa-pidio-mas-atencion-del-gobierno-frente-a-la-situacion-de-la-industria-automotriz-3176209>

Manguashca, M. (2020). Análisis y estructuración de un plan estratégico de encadenamientos productivos relacionado con las actividades extractivas del sector minero, su implementación y divulgación en una región del país como piloto. Obtenido de <https://onl.dnp.gov.co/Paginas/estudio.aspx?q=103>

McKinsey & Company. (2021). The big choices for oil and gas in navigating the energy transition. Oil & Gas Practice. Obtenido de <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/the-big-choices-for-oil-and-gas-in-navigating-the-energy-transition#>

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (2019). Norma Nacional de calidad de combustibles Diesel y Biodiesel. Bogotá.

Ministerio de Ciencia Tecnología e Innovación. (1 de julio de 2021). Beneficios tributarios en CTel. Obtenido de Ministerio de Ciencia Tecnología e Innovación: https://minciencias.gov.co/viceministerios/conocimiento/direccion_transferencia/beneficios-tributarios

Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación. (2019). Convocatoria para adelantar nueva fase de ejecución de proyectos I+D+i en recobro mejorado de hidrocarburos.

Ministerio de Minas y Energía. (2015). Diagnóstico Minero Ambiental de los Pasivos en el Territorio Nacional. Bogotá D.C.: Ministerio de Minas y Energía.

Ministerio de Minas y Energía. (2020). Misión de Transformación Energética Foco 5.

Ministerio de Minas y Energía. (2020). Se fortalece la regulación para que el AutoGLP y NautiGLP sean utilizados en Colombia a partir de junio de 2021.

Ministerio de Minas y Energía. (9 de febrero de 2021). Caracterización Energética del Transporte Automotor Carretero de Carga de Colombia. Obtenido de Unidad de Planeación Minero Energética: https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Resumen_caracterizacion_energetica.pdf

Ministerio de Minas y Energía. (2021). Cartilla Misión de Transformación Energética. Bogotá.

Ministerio de Minas y Energía. (2021). Estudio sectorial de equidad de género para el sector minero-energético. Bogotá.

Ministerio de Minas y Energía. (Octubre de 2021). Exploración Minera en Colombia. Obtenido de <https://www.minenergia.gov.co/mineriaco>

Ministerio de Minas y Energía. (2021). Hoja de ruta del hidrógeno en Colombia.

Ministerio de Minas y Energía. (2021). Transición Energética: un legado para el presente y futuro de Colombia. Bogotá.

Ministerio de Minas y Energía. (2022). Minería de carbón en Colombia. Obtenido de <https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/24311177/documento+carbon%284%29.pdf>

Ministerio de Minas y Energía. (2022). Minería de carbón en Colombia, Ministerio de Minas Y Energía. Obtenido de <https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/24311177/documento+carbon%284%29.pdf>

Ministerio de Transporte. (2021). En tres años, Colombia logra histórico avance en movilidad sostenible. Obtenido de <https://www.mintransporte.gov.co/publicaciones/10504/en-tres-anos-colombia-logra-historico-avance-en-movilidad-sostenible/>

Ministerio de Transporte. (2021). Movilidad ambientalmente sostenible. Obtenido de <https://especiales.mintransporte.gov.co/SemanaMovilidadCO/movilidad-ambientalmente-sostenible.php>

NUMBEO. (2021). América: Índice de Tráfico 2021 Mitad de año. Obtenido de <https://es.numbeo.com/tr%C3%A1fico/clasificaciones-por-regi%C3%B3n?region=019&title=2021-mid>

Organización de Aviación Civil Internacional. (1 de Febrero de 2019). Resoluciones adoptadas por la asamblea-40º Periodo de sesiones. Obtenido de https://www.icao.int/Meetings/A40/Documents/WP/wp_001_es.pdf

Organización Latinoamericana de Energía. (2017). Manual de Balances Energía Útil. Quito.

Promigas. (2020). Informe del sector del gas natural .

SENA. (2021). Blanco y Negro Masivo S.A., le apuestan a la movilidad eléctrica de los vallecaucanos. Obtenido de <https://www.sena.edu.co/es-co/Noticias/Paginas/noticia.aspx?IdNoticia=4799>

SGC. (2019). Geotermia en Colombia.

SGC. (2020). Estimación preliminar del potencial geotérmico de Colombia.

Sinergox. (2022). Obtenido de <https://sinergox.xm.com.co/Paginas/Home.aspx>

Sociedad Alemana de Cooperación Internacional. (2020). Implementación de fuentes no convencionales de energías renovables (FNCER) en el sector minero colombiano. Colombia.

Sostenible, U. -C. (2019). Estudio que permita formular un programa actualizado de sustitución progresiva de leña como energético en el sector residencial en Colombia, con los componentes necesarios para su ejecución.

SSPD. (2020). Informe sectorial de la prestación del servicio de energía eléctrica en Zonas No Interconectadas. Bogotá.

Unidad de Planeación Minero Energética. (2015). Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia.

Unidad de Planeación Minero Energética. (diciembre de 2017). Plan Nacional de Desarrollo Minero con Horizonte a 2025. Bogotá: Unidad de Planeación Minero Energética. Obtenido de SIMCO: https://www1.upme.gov.co/simco/PlaneacionSector/Documents/PNDM_Dic2017.pdf

Unidad de Planeación Minero Energética. (2017). Resolución UPME 585 - 2017. Bogotá.

Unidad de Planeación Minero Energética. (2018). Plan Indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos, versión Diciembre 2018.

Unidad de Planeación Minero Energética. (2020). Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural.

Universidad de los Andes. (2021). Reporte revisión del estado de la industria de transporte automotor de carga. Programa Giro Zero.

Universidad Nacional de Colombia. (2018). Estimación del potencial de conversión a biogás de la biomasa en Colombia y su aprovechamiento. Bogotá.

UPME. (2016). PLAN DE ACCIÓN INDICATIVO DE EFICIENCIA ENERGÉTICA 2017 - 2022. Obtenido de https://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/MarcoNormatividad/PAI_PROURE_2017-2022.pdf

UPME. (2018). Potencial de reutilización de minerales en Colombia. Obtenido de http://www.andi.com.co/Uploads/_Documento%20An%C3%A1lisis%20Internacional.pdf

UPME. (2019). Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica - ENME. Obtenido de <https://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/ENME.pdf>

UPME. (2019). Índice de Cobertura de Energía Eléctrica - ICEE 2018. Bogotá D.C.: Unidad de Planeación Minero Energética.

UPME. (Marzo de 2019). Plan indicativo de Abastecimiento de combustibles Líquidos. Obtenido de Unidad de Planeación Minero Energética: http://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Plan_abastecimiento_de_combustibles_liquidios_Final2019.pdf

UPME. (2019). Plan indicativo de abastecimiento de gas licuado del petróleo (GLP). Bogotá.

UPME. (Julio de 2020). Estudio técnico para el plan de abastecimiento de Gas Natural. Obtenido de Unidad de Planeación Minero-Energética: https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/PAGN_2019-2028.pdf

UPME. (2020). Plan Energético Nacional 2020 - 2050. Bogotá.

UPME. (2020). Plan Energético Nacional 2020 - 2050. Bogotá.

UPME. (2021). Plan de Acción Indicativo - Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía PAI-PROURE. Bogotá.

- UPME. (14 de marzo de 2022). Sistema de Información Minero Colombiano. Obtenido de <https://www1.upme.gov.co/simco/Cifras-Sectoriales/Paginas/carbon.aspx>
- World Energy Council. (2021). ECONOMISTA DE TRANSICIÓN: LA RAZA HUMANA Y LA CARRERA HACIA CERO. Transition Economist, 3.
- WorldOil. (2021). PE lanza los servicios de economista de transición y economista de hidrógeno. Obtenido de WordOil.com: <https://www.worldoil.com/news/2021/1/11/pe-launches-transition-economist-and-hydrogen-economist-services>
- World Economic Forum. (2019). A New Circular Vision for electronics. Ginebra.
- World Economic Forum. (2021). ABECÉ Vigésima Sexta Conferencia de las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático - COP26. Bogotá D.C.: MinTransporte.
- World Economic Forum. (Abril de 2021). Fostering Effective Energy Transition. Obtenido de http://www3.weforum.org/docs/WEF_Fostering_Effective_Energy_Transition_2021.pdf
- XM. (Diciembre de 2020). XM- Sumando Energías. Obtenido de <https://www.xm.com.co/Paginas/Consumo/pronostico-de-demanda.aspx>