



# ESCENARIO RUTA A CERO NETO 2050:

Análisis de la agenda energética en Colombia y recomendaciones para la carbono-neutralidad del sector energético al año 2050

**Transforma**  
Agosto, 2022





Este documento técnico presenta un escenario indicativo cero neto a 2050 a partir de un análisis de la agenda energética en Colombia y recomendaciones para la carbono-neutralidad del sector energético al año 2050.

Fue elaborado por el Grupo de Energía de Transforma: Giovanni Pabón Restrepo, María Andrea Rueda, Jessica Arias Gaviria, Laura Flechas Mejía, y Álvaro Daniel Pinzón. El capítulo de transición justa con las autoras Viviana Arango y Ana María Mogollón Giraldo. Así como la revisión técnica de parte de los expertos internacionales: Paola Andrea Yanguas Parra y Felipe Alberto Corral Montoya.



## TABLA DE CONTENIDO

ÍNDICE DE FIGURAS	4
ÍNDICE DE TABLAS	4
ACRÓNIMOS	5
GLOSARIO	6
RESUMEN EJECUTIVO	10
1. INTRODUCCIÓN	11
2. LA VISIÓN NET ZERO BY 2050 DE LA AGENCIA INTERNACIONAL DE ENERGÍA	12
3. ALCANCE Y PRIORIZACIÓN TEMÁTICA	15
4. PANORAMA DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN COLOMBIA	22
4.1. Panorama del sector minero energético	22
4.2. Panorama del sector eléctrico	23
4.3. Una mirada reciente a la oferta y demanda de energía en Colombia	26
4.4. Emisiones del sector energético - BUR	28
4.5. Algunas de las medidas de política pública	29
5. PILARES PARA LA DESCARBONIZACIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO EN COLOMBIA	31
5.1. Electrificación	36
5.1.1. Recomendaciones para la carbono neutralidad	38
5.2. Energía Renovable	47
5.2.1. Recomendaciones para la carbono neutralidad	51
5.3. Eficiencia energética	59
5.3.1. Recomendaciones para la carbono neutralidad	60
5.4. Bioenergía	68
5.4.1. Recomendaciones para la carbono neutralidad	71
5.5. Hidrógeno y combustibles a base de hidrógeno	78
5.5.1. Recomendaciones para la carbono neutralidad	82
5.6. Cambios de comportamiento	85
5.6.1. Recomendaciones para la carbono neutralidad	86
5.7. Captura, uso y almacenamiento de carbono (CCUS)	91
5.7.1. Recomendaciones para la carbono neutralidad	92
6. RECOMENDACIONES PARA UNA TRANSICIÓN ENERGÉTICA JUSTA	94
7. RIESGOS ASOCIADOS A LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN COLOMBIA	114
8. BIBLIOGRAFÍA	124



## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Distribución de consumo final de energéticos en el mundo para una matriz energética carbono - neutral a 2050	14
Figura 2. Metodología para el análisis de la agenda energética nacional y recomendaciones para la transición hacia la carbono-neutralidad en el sector energético	17
Figura 3. Generación de energía eléctrica en Colombia para el año 2020 (TWh)	23
Figura 4. Extracción primaria de energéticos en Colombia entre 2006 y 2020 (PJ)	26
Figura 5. Consumo final de energéticos en Colombia entre 2006 y 2020 (PJ).	26
Figura 6. Consumo de energía final por sector	27
Figura 7. Emisiones de la energía en 2018 (Gg CO <sub>2</sub> eq) frente a los otros sectores	28
Figura 8. Emisiones de CO <sub>2</sub> eq (Gg) del sector energético en 2018	28
Figura 9. Composición de la oferta por energético en 2050 para los escenarios de actualización y disrupción	30
Figura 10. Consumo final de energéticos: histórico 2006 - 2019 (UPME, 2020) y en 2050 bajo diferentes escenarios [(UPME, 2021a) (Universidad de los Andes, 2021)) y (Transforma, 2022)]	32
Figura 11. Emisiones del sector transporte en Colombia para el año 2018 (Gg de CO <sub>2</sub> eq)	38
Figura 12. Marco metodológico "evitar-cambiar-mejorar"	39
Figura 13. Producción de etanol en Colombia	71
Figura 14. Evolución histórica del área sembrada con palma de aceite en Colombia	71
Figura 15. Esquema de precios biocombustibles	73

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Documentos consultados para levantamiento de línea base y metas de transformación energética de Colombia	18
Tabla 2. Emisiones asociadas al consumo final de energía bajo diferentes escenarios en MtCO <sub>2</sub> e	33
Tabla 3. Diagnóstico participación de la electricidad en el consumo final de energía	36
Tabla 4. Diagnóstico participación de las renovables en la generación de energía eléctrica	47
Tabla 5. Diagnóstico mejora anual de la intensidad energética	58
Tabla 6. Parámetros de las eficiencias de los equipos de uso final	60
Tabla 7. Diagnóstico participación de bioenergía en el consumo final de energía	69
Tabla 8. Diagnóstico producción total de combustibles a base de hidrógeno (Mt)	78
Tabla 9. Diagnóstico participación en el consumo final de combustibles a base de hidrógeno	80
Tabla 10. Aspectos sociales de la transición energética	96
Tabla 11. Barreras para avanzar en los principios de transición justa	98
Tabla 12. Fortalezas del sector minero energético	105



## ACRÓNIMOS

<b>AFOLU</b>	Agriculture, Forestry, and Other Land Use (Sector Forestal y Cambio de Uso de Suelo)	<b>FONERGIA</b>	Fondo Único de Soluciones Energéticas
<b>AMI</b>	Advanced Metering Infrastructure (Infraestructura de Medición Avanzada)	<b>GEI</b>	Gases de efecto invernadero
<b>CCUS</b>	Carbon Capture, Use and Storage (Captura, Uso y Almacenamiento de Carbono)	<b>GLP</b>	Gas licuado de petróleo
<b>CO<sub>2</sub></b>	Dióxido de carbono	<b>GN</b>	Gas natural
<b>CO<sub>2</sub>eq</b>	Dióxido de carbono equivalente	<b>GNL</b>	Gas natural licuado
<b>CONPES</b>	Consejo Nacional de Política Económica y Social	<b>IDEAM</b>	Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales
<b>COP</b>	Conference of the Parties (Conferencia de las Partes)	<b>IEA</b>	International Energy Agency (Agencia Internacional de la Energía)
<b>CREG</b>	Comisión de Regulación de Energía y Gas	<b>IPCC</b>	Intergovernmental Panel on Climate Change (Panel Intergubernamental del Cambio Climático)
<b>DAA</b>	Diagnóstico ambiental de alternativas	<b>IPSE</b>	Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para Zonas No Interconectadas
<b>DNP</b>	Departamento Nacional de Planeación	<b>MADS</b>	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (también conocido como Minambiente)
<b>E2050</b>	Estrategia Climática de Largo Plazo de Colombia para cumplir con el Acuerdo de París	<b>NDC</b>	Nationally Determined Contributions (contribuciones determinadas a nivel nacional)
<b>EIA</b>	Estudios de impacto ambiental	<b>ODS</b>	Objetivos de Desarrollo Sostenible
<b>FAZNI</b>	Fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas no interconectadas	<b>PEN</b>	Plan Energético Nacional
<b>FENOGE</b>	Fondo de Energías No Convencionales y de Gestión Eficiente de la Energía	<b>PERS</b>	Planes de Energización Rural Sostenibles
<b>FNCER</b>	Fuentes No Convencionales de	<b>PIB</b>	Producto interno bruto



	Energía Renovable		
<b>PIGCC</b>	Plan Integral de Gestión de Cambio Climático	<b>UPME</b>	Unidad de Planeación Minero-Energética
<b>PIGCCme</b>	Plan Integral de Gestión de Cambio Climático del Sector Minero-Energético	<b>SIN</b>	Sistema Interconectado Nacional
<b>PND</b>	Plan Nacional de Desarrollo	<b>WWF</b>	World Wildlife Fund (Fondo Mundial para la Naturaleza)
<b>POMCAS</b>	Planes de Ordenación y Manejo de Cuencas Hidrográficas	<b>ZNI</b>	Zonas No Interconectadas
<b>PROURE</b>	Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía		

## GLOSARIO

**Autogeneración:** Aquella actividad realizada por personas naturales o jurídicas que producen energía eléctrica, principalmente, para atender sus propias necesidades. En el evento en que se generen excedentes de energía eléctrica a partir de tal actividad, estos podrán entregarse a la red, en los términos que establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) para tal fin (Ley 1715 de 2014).

**Biocombustibles líquidos:** Combustibles líquidos derivados de biomasa o materias primas residuales e incluyen etanol y biodiésel. Se pueden clasificar como biocombustibles líquidos convencionales y avanzados según las materias primas bioenergéticas y las tecnologías utilizadas para producirlos y su respectiva madurez. A menos que se indique lo contrario, los biocombustibles líquidos se expresan en volúmenes equivalentes de energía de gasolina y diésel (IEA, 2021)

**Biodiésel:** Combustible procesado equivalente a diésel elaborado a partir de un proceso químico que convierte los triglicéridos en aceites de aceites vegetales y grasas animales (IEA, 2021).

**Bioenergía:** Contenido energético en productos sólidos, líquidos y gaseosos derivados de materias primas de biomasa y biogás. Incluye biomasa sólida, biocombustibles líquidos y biogases (IEA, 2021).

**Bioenergía moderna:** La bioenergía moderna incluye biogases, biocombustibles líquidos y biomasa sólida moderna cosechada de fuentes sostenibles. Excluye el uso tradicional de biomasa (IEA, 2021).

**Bioenergía avanzada:** Combustibles sostenibles producidos a partir de materias primas de cultivos no alimentarios, que son capaces de generar ahorros significativos en las emisiones de gases de efecto invernadero durante el ciclo de vida, en comparación con las alternativas de combustibles fósiles, y que no compiten directamente con los cultivos alimentarios y forrajeros por las tierras agrícolas; ni causan impactos adversos en la sostenibilidad. Esta definición difiere de la utilizada para los "biocombustibles avanzados" en la legislación estadounidense, que se basa en una reducción mínima del 50% de los gases de efecto invernadero en el ciclo de vida y que, por lo tanto, incluye el etanol de caña de azúcar (IEA, 2021).

**Biogás:** Una mezcla de metano, dióxido de carbono y pequeñas cantidades de otros gases producidos por la digestión anaeróbica de materia orgánica en un ambiente libre de oxígeno (IEA, 2021).





**Biomasa sólida moderna:** Se refiere al uso de biomasa sólida en estufas mejoradas y tecnologías modernas que utilizan biomasa procesada como pellets (IEA, 2021).

**Capacidad Efectiva Neta (CEN):** máxima capacidad de potencia neta (expresada en valor entero en MW) que puede suministrar una planta y/o unidad de generación en condiciones normales de operación, medida en la frontera comercial. Se calcula mediante la diferencia de la Capacidad Nominal con el consumo propio de la planta y/o unidad de generación. (CREG, 2000)

**Capacidad instalada:** Es la potencia eléctrica máxima que un generador de electricidad puede producir en condiciones específicas (EIA, 2022).

**Captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS):** El proceso de captura de emisiones de CO<sub>2</sub> de la quema de combustibles, procesos industriales o directamente de la atmósfera. Las emisiones de CO<sub>2</sub> capturadas pueden almacenarse en formaciones geológicas subterráneas, en tierra o mar adentro, o utilizarse como insumo o materia prima para crear productos (IEA, 2021).

**Cogeneración:** Producción combinada de energía eléctrica y energía térmica que hace parte integrante de una actividad productiva (Ley 1715 de 2014).

**Combustibles líquidos:** Incluye petróleo, biocombustibles líquidos (expresados en volúmenes equivalentes de energía de gasolina y diésel), petróleo sintético y amoníaco (IEA, 2021).

**Consumo final de energía:** Es la suma del consumo de los distintos sectores de uso final. Se desglosa en demanda de energía en los siguientes sectores: industria (incluyendo manufactura y minería), transporte, edificios (incluyendo residencial y servicios) y otros (incluyendo agricultura y uso no energético) (IEA, 2021).

**Emisiones cero neto:** Las emisiones netas cero se logran cuando las emisiones antropogénicas de GEI a la atmósfera se equilibran con las absorciones antropogénicas durante un período específico (IPCC, 2018).

**Energía de la biomasa:** Energía obtenida a partir de aquella fuente no convencional de energía renovable que se basa en la degradación espontánea o inducida de cualquier tipo de materia orgánica, que ha tenido su origen inmediato como consecuencia de un proceso biológico y toda materia vegetal originada por el proceso de fotosíntesis. Así como de procesos metabólicos de los organismos heterótrofos, y que no contiene o hayan estado en contacto con trazas de elementos que confieren algún grado de peligrosidad (Ley 1715 de 2014).

**Energía hidroeléctrica:** El contenido energético de la electricidad producida en las centrales hidroeléctricas, suponiendo una eficiencia del 100%. Se excluye la producción de plantas de almacenamiento por bombeo y marinas (mareas y olas) (IEA, 2021).

**Energías renovables:** Incluye bioenergía, energía geotérmica, energía hidroeléctrica, energía solar fotovoltaica (PV), energía solar de concentración (CSP), energía eólica y marina (mareas y olas) para la generación de electricidad y calor (IEA, 2021).

**Fuentes no convencionales de energía renovable:** Son aquellos recursos de energía renovable disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleados o son utilizados de manera marginal y no se comercializan ampliamente. Se consideran FNCER la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, la geotérmica, la solar y los mares. Otras fuentes podrán ser consideradas como FNCER según lo determine la UPME (UPME, 2019).

**Fuentes sostenibles para bioenergía:** entendido como el uso de madera y productos agrícolas sostenibles y certificados, así como los procesos de producción de biocombustibles, utilizarán tecnologías de conversión avanzadas junto con CCUS siempre que sea posible y un énfasis adicional



en las materias primas bioenergéticas avanzadas, incluidos los flujos de desechos de otros procesos, los cultivos leñosos de rotación corta y las materias primas que no requieren el uso de tierras cultivables (IEA, 2021).

**Hidrógeno:** El hidrógeno se utiliza en el sistema energético para refinar combustibles de hidrocarburos y como portador de energía por derecho propio. También se produce a partir de otros productos energéticos para su uso en la producción de productos químicos. Como portador de energía, se puede producir a partir de combustibles de hidrocarburos o de la electrólisis del agua con electricidad, y se puede quemar o usar en celdas de combustible para generar electricidad y calor en una amplia variedad de aplicaciones (IEA, 2021).

**Hidrógeno gris:** Producido a partir de combustibles fósiles, principalmente gas natural y carbón, sin subsecuente captura y almacenamiento de carbono (MinMinas, 2021b).

**Hidrógeno azul:** Se denomina hidrógeno azul al producido a partir de fuentes fósiles que incorporan captura y almacenamiento de emisiones de CO<sub>2</sub>. El proyecto de Ley de Transición Energética lo define como hidrógeno azul al que se produce a partir de combustibles fósiles, especialmente por la descomposición del metano (CH<sub>4</sub>) y que cuenta con un sistema de captura, empleo y almacenamiento de carbono (CCUS), como parte de su proceso de producción (MinMinas, 2021b).

**Hidrógeno verde:** Producido mediante electrólisis a partir de electricidad proveniente de fuentes de energía renovables que se corresponde con el hidrógeno renovable. De acuerdo con el artículo 5 del proyecto de Ley de Transición energética, se define como hidrógeno verde al hidrógeno producido a partir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), tales como la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, el calor geotérmico, la solar, los mareomotriz, entre otros; y se considera FNCER (MinMinas, 2021b).

**Gas natural:** Comprende los gases que se producen en los yacimientos, ya sean licuados o gaseosos, constituidos principalmente por metano. Incluye tanto el gas "no asociado" que se origina en campos que producen hidrocarburos solo en forma gaseosa, como el gas "asociado" producido en asociación con el petróleo crudo, así como el metano recuperado de las minas de carbón (gas de mina). No se incluyen los líquidos de gas natural (GNL), el gas manufacturado (producido a partir de desechos municipales o industriales, o aguas residuales) y las cantidades venteadas o quemadas (IEA, 2021).

**Gas natural licuado:** Hidrocarburos líquidos o licuados producidos en la fabricación, purificación y estabilización de gas natural. Son aquellas porciones de gas natural que se recuperan como líquidos en separadores, instalaciones de campo o plantas de procesamiento de gas. Los GNL incluyen, entre otros, etano (cuando se elimina de la corriente de gas natural), propano, butano, pentano, gasolina natural y condensados (IEA, 2021).

**Generación distribuida:** Es la producción de energía eléctrica, cerca de los centros de consumo, conectada a un Sistema de Distribución Local (SDL). La capacidad de la generación distribuida se definirá en función de la capacidad del sistema en donde se va a conectar, según los términos del código de conexión y las demás disposiciones que la CREG defina para tal fin (Ley 1715 de 2014).

**Generación eléctrica:** Se define como la cantidad total de electricidad generada por plantas de producción de calor y electricidad únicamente o combinadas, incluida la generación requerida para uso propio. Esto también se conoce como generación bruta (IEA, 2021).

**Soluciones híbridas:** combinan fuentes locales de generación eléctrica, especialmente, las que provengan de Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE) para la prestación del servicio de energía para las ZNI.



**Uso tradicional de biomasa sólida:** se refiere al uso de biomasa sólida con tecnologías básicas, como un fuego de tres piedras, a menudo sin chimeneas o con un funcionamiento deficiente. (IEA,2021)

**Zonas No Interconectadas (ZNI):** Se entiende por ZNI a los municipios, corregimientos, localidades y caseríos no conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN) (Ley 1715 de 2014)



## RESUMEN EJECUTIVO

A nivel global, el sector energético aporta tres cuartas partes de las emisiones de Gases Efecto Invernadero (GEI), presentando un amplio campo de acción para contribuir a la carbono neutralidad y aportar a la ambición de limitar el aumento de la temperatura global promedio a 1,5 °C. En este sentido, diferentes instituciones han planteado rutas y estrategias que orientan la transformación energética hacia la carbono neutralidad a 2050. La IEA (sigla en inglés para la Agencia Internacional de Energía) desarrolló el informe especial **"Reporte Cero Neto a 2050: una Hoja de Ruta para el sistema energético global"**, representando el primer esfuerzo de la entidad para modelar una vía energética integral orientada a limitar el calentamiento global.

Esta ruta demarca en el país una gestión que abre la puerta a diferentes análisis de la agenda energética, y constituyó la base del presente estudio, el cual brinda un panorama general nacional en lo referente a metas y proyecciones de transición energética, promueve un escenario mucho más ambicioso que hace una apuesta por una alta electrificación a partir de fuentes renovables, fomenta estrategias de eficiencia energética, y traza la ruta para disminuir el uso de combustibles fósiles en el consumo final.

En consistencia con el reporte de la IEA y los siete pilares que propone, este documento revisa los avances frente a la electrificación, las energías renovables, la eficiencia energética, la bioenergía, el hidrógeno, la captura de carbono y los cambios de comportamiento, para generar recomendaciones y metas a nivel político y gubernamental, mucho más ambiciosos a los que actualmente se

están trazando, para que Colombia avance hacia la carbono neutralidad al año 2050.

De esta manera, este documento constituye un insumo para los tomadores de decisiones, orienta las gestiones de política pública y permitirá fortalecer las capacidades de la sociedad civil y el sector privado, en la medida que puede ser empleado para guiar las discusiones de los próximos gobiernos, en materia de transición energética.

# 1. INTRODUCCIÓN

---

El más reciente reporte del Panel Intergubernamental de Cambio Climático (AR6-IPCC) expone, con vehemencia, que las medidas de mitigación promovidas a la fecha resultan insuficientes para mantener el aumento de la temperatura promedio del planeta por debajo de 1,5 °C para el año 2050. En este sentido, y a partir de estudios adicionales, se ha dado un mensaje de la necesidad de implementar medidas más contundentes para reducir las emisiones y acelerar los procesos de transición energética. Bajo esta realidad, Colombia y otros países se comprometieron a reducir sus emisiones hasta alcanzar el cero neto al año 2050.

El cero neto implica que los Gases Efecto Invernadero (GEI) emitidos a la atmósfera sean igual a los capturados (por tecnologías) o absorbidos (por fuentes naturales). Si bien se requieren acciones desde todos los sectores, tanto aquellos responsables de emisiones, como los que gestionan o administran los recursos naturales, la mayor responsabilidad y esfuerzo debe centrarse en los primeros.

El sector energético es responsable del 31% de las emisiones de GEI en Colombia, provenientes de la quema de combustibles para el transporte, la industria, la cocción en hogares y sector terciario, así como para la generación de electricidad. Si bien el país está avanzando en la introducción de las metas de carbono neutralidad en los diferentes planes y programas en los que se considera una transición hacia formas de transporte menos contaminantes, energías renovables y sustitución del uso de leña, en la mayoría de las estrategias se delega un alto porcentaje de las emisiones a las compensaciones por medio de fuentes naturales, junto con acciones de captura de carbono que hagan uso de tecnologías de Captura, Uso

y Almacenamiento de Carbono (CCUS), lo que puede resultar en un paso en falso en el mediano y largo plazo.

El sector Agricultura, Forestal y Cambio de Uso de Suelo (AFOLU) constituye la principal fuente de emisiones en Colombia, aportando el 55% (BUR, 2021), por tanto, delegar en dicho sector la reducción de emisiones de otros sectores, sería desplazar el problema o incluso hacerlo más grande, ya que este enfrenta sus propios retos en torno a la carbono-neutralidad. En virtud de lo anterior, antes de delegar en las compensaciones el camino para alcanzar la carbono-neutralidad, es necesario tener una visión holística de las emisiones del país y analizar la capacidad que tiene el sector AFOLU para atender o mitigar las emisiones propias y las de otros sectores. Adicionalmente, también es relevante tener en cuenta que las tecnologías de CCUS se encuentran aún en etapas demostrativas y son más las incertidumbres que las certezas sobre su potencial para contribuir en la mitigación de las emisiones del sector energético. Bajo estas realidades, los esfuerzos para alcanzar la carbono-neutralidad del sector energético deben priorizar la reducción de la mayor cantidad de emisiones posible, reemplazando las fuentes primarias de energía y las tecnologías que se utilizan en el consumo final.

Este documento presenta un análisis de los siete pilares para la descarbonización del sector energético propuestos por la IEA, los cuales corresponden a: electrificación, energías renovables, eficiencia energética, bioenergía, hidrógeno, cambios de comportamiento y CCUS; para brindar recomendaciones sobre las metas que debería plantearse Colombia en el marco del objetivo de



reducir las emisiones de GEI del sector energético. La electrificación constituye el principal pilar sobre el que se debe apoyar la descarbonización del sector energético en Colombia, por tanto, desempeña un rol catalizador para los demás pilares, esta debe ser generada apostándole a un incremento de las energías renovables y, acompañados de un mayor esfuerzo por implementar la eficiencia energética. Las recomendaciones emitidas permitirían alcanzar unas emisiones netas cercanas a un escenario con emisiones netas cero.

La transición energética del país, bien sea bajo los escenarios actuales o unos mucho más ambiciosos, conlleva retos importantes asociados con los materiales necesarios para el incremento de FNCR, así como el desarrollo de nuevas tecnologías y mercados, principalmente las necesidades de inversión y financiamiento que conlleva un camino a

cero emisiones netas en el país, especialmente en un contexto de crecimiento económico y demográfico.

Este estudio está estructurado de la siguiente manera: en el capítulo 2 se resume la visión de la IEA sobre el camino hacia un neto cero. El capítulo 3 presenta la metodología y el alcance del presente estudio. El capítulo 4 resume la evolución del sector energético en Colombia, su marco regulatorio y compromisos ambientales recientes. El capítulo 5 muestra el estado actual, recomendaciones de metas y de política para impulsar cada uno de los siete pilares en Colombia. El capítulo 6 presenta un análisis de transición justa hacia el fin de extracción de combustibles fósiles. Finalmente, en el capítulo 7 se presenta un análisis de los principales riesgos que puede enfrentar el país en el proceso de transición energética.

## 2. LA VISIÓN NET ZERO BY 2050 DE LA AGENCIA INTERNACIONAL DE ENERGÍA

La Agencia Internacional de Energía (en adelante IEA, por sus siglas en inglés) publicó en el año 2021 el informe especial "Reporte Cero Neto a 2050: una Hoja de Ruta para el sistema energético global", como un primer esfuerzo de modelación de una vía energética integral orientada a limitar el calentamiento global a 1.5 °C. En este escenario la Agencia advierte que la inversión en nuevos suministros de combustibles fósiles es incompatible con dicho objetivo, lo cual es apoyado por el informe del Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC) AR6, en el cual se enfatiza la necesidad de una transición energética acelerada, particularmente que elimine gradualmente los combustibles fósiles (IPCC, 2022).

La hoja de ruta de la IEA establece un camino costo efectivo y compatible con el crecimiento económico, proyectando la carbono neutralidad mundial para el año 2050; brinda una propuesta de matriz energética limpia, dinámica y resiliente, dominada por energía a partir de fuentes renovables en reemplazo de los combustibles fósiles; y orienta la viabilidad técnica, la minimización de costos y la aceptación social, garantizando un crecimiento económico continuo y un suministro energético seguro. También muestra los requerimientos en los principales sectores y actores relacionados con la energía y procesos industriales, incluyendo la preparación e implementación de



diversas estrategias de descarbonización a largo plazo (IEA, 2021).

Si bien la ruta que plantea la Agencia describe las condiciones esenciales para que el sector energético mundial alcance emisiones netas cero al 2050, no constituye el único camino, aún se mantienen incertidumbres, especialmente en relación con la bioenergía, la captura de carbono, el hidrógeno y los cambios de comportamiento (IEA, 2021). Se reconoce que no todos los caminos serán iguales para cada país, pero sí será indispensable determinar opciones ambiciosas y viables, tanto técnica como económicamente, que orienten la senda hacia la carbono neutralidad.

Dirigir al mundo por un camino de emisiones netas cero no se basa en soluciones únicas, ni mucho menos simples, pero el reporte de la IEA expone escenarios y sectores en los que será necesaria la implementación de tecnologías diferentes, muchas de las cuales se encuentran en etapas de desarrollo y requieren de procesos robustos de innovación, que aún enfrentan retos de gran importancia, especialmente en cuanto a su comercialización y acceso (IEA, 2020a).

Se requiere la unión de esfuerzos de diferentes actores, entre ellos gobiernos, empresas, inversionistas y ciudadanos, para poder implementar, desde el año 2021, medidas determinantes, reestructurar enfoques políticos y desarrollar tecnologías (el reporte de la Agencia fue publicado en el año 2020). En el escenario carbono neutral de la IEA, las emisiones globales de CO<sub>2</sub> relacionadas con la energía y los procesos industriales se reducen en casi 40% en la década 2020 a 2030, y a cero neto para el año 2050; el acceso universal a la energía sostenible se logra a partir del año 2030, año para el cual se reducen las emisiones de metano

en 75%. Estos cambios tienen lugar mientras la economía mundial se duplica con creces hasta 2050 y la población mundial aumenta en dos mil millones.

Para soportar la ruta, la Agencia propone siete pilares clave de la descarbonización del sistema energético global, los cuales corresponden a: (i) la electrificación, (ii) las energías renovables, (iii) la eficiencia energética, (iv) la bioenergía, (v) la captura, uso y almacenamiento de carbono (CCUS por sus siglas en inglés), (vi) el hidrógeno, y (vii) los cambios de comportamiento. Soportados en estos la IEA señala metas globales, algunas de ellas son:

- Reducir el consumo de energía global en 4.4% para el año 2030 y 17% para el 2050, con respecto a la demanda del 2020.
- Alcanzar para el año 2050 una participación de 50% de la electricidad en el consumo final de energía global, proveniente en su gran mayoría de fuentes renovables.
- Sustituir el uso tradicional de leña para cocción y el uso de combustibles fósiles por aquellos basados en hidrógeno y biocombustibles modernos.
- Complementar con un pequeño porcentaje de combustibles de fuentes fósiles (gas natural-GN, líquidos, hidrógeno azul), con tecnología de CCUS. Igualmente, acompañar el uso de los biocombustibles con CCUS en los casos en que sea posible, para reducir sus emisiones.

Las metas y supuestos que plantea el reporte son a nivel global, por lo que es importante considerar que los países no comienzan en el mismo lugar ni terminan al mismo tiempo: las economías avanzadas deben alcanzar el cero neto antes que los mercados emergentes y las



economías en desarrollo, además deben ayudar a otros a lograrlo.

Si bien el reporte no plantea escenarios diferenciados por países o regiones, si contempla supuestos claros frente a las economías de mercados emergentes y en desarrollo, entendidos como aquellos países que no hacen parte de la agrupación regional de la OCDE. Aunque Colombia es Parte de la OECD aún tiene varias dimensiones que sitúan al país por detrás de otros países de la OCDE (OCDE, 2015), por lo cual en este estudio se evalúan los retos que tendría el país en el marco de la ruta que plantea la IEA.

Con ese contexto, uno de los principales supuestos del presente estudio es que en las economías avanzadas el uso de energía cae alrededor de un 5% total hasta 2050, a pesar de un aumento del 75% en la actividad económica durante el periodo. Por su parte, para las economías de mercados emergentes y en desarrollo, el uso de energía aumentará un 50% hasta 2050, lo que refleja una triplicación de la producción económica entre 2020 y 2050 (IEA, 2021). Estas últimas economías (emergentes y en desarrollo) representan el 75% del aumento global proyectado en la demanda de electricidad hasta 2050. Su demanda aumenta a la mitad para 2030 y se triplica para 2050, impulsadas por la expansión de la población y el aumento de los ingresos y niveles de vida, así como nuevas fuentes de demanda vinculadas a la descarbonización. A diferencia de lo anterior, en las economías avanzadas, la demanda de electricidad vuelve a crecer después de una pausa de una década, casi duplicándose entre 2020 y 2050, impulsada principalmente por la electrificación de uso final y la producción de hidrógeno (IEA, 2021).

En el escenario cero neto planteado por parte de la IEA todas las centrales eléctricas de carbón se eliminarán

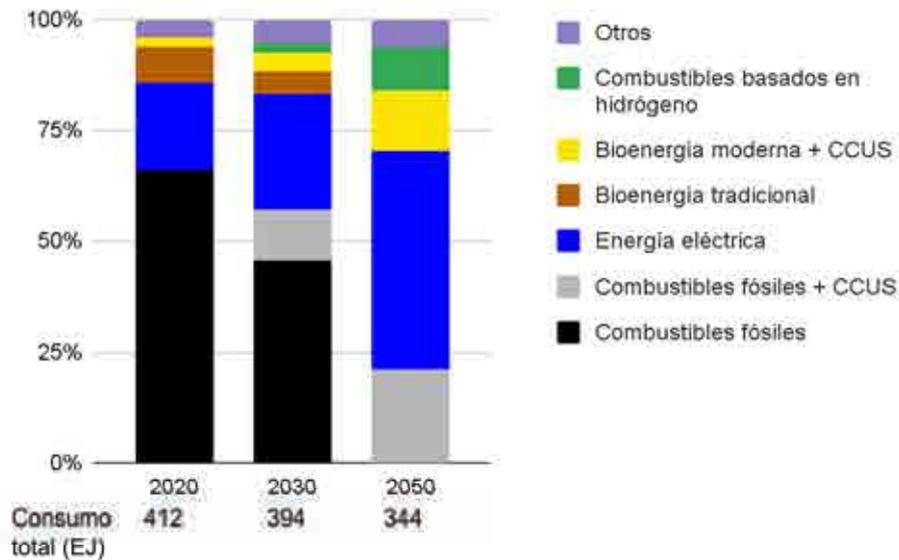
gradualmente en las economías avanzadas para 2030, y en las economías de mercados emergentes y en desarrollo esta situación se presentará en el 2040. El camino indicará que las emisiones de CO<sub>2</sub> en las economías avanzadas en su conjunto caen a cero neto alrededor de 2045, y las emisiones en varias economías de mercados emergentes y en desarrollo individuales también caen a cero neto mucho antes de 2050, pero en total, habrá alrededor de 0.2 Gt de CO<sub>2</sub> de emisiones restantes en este grupo de países en 2050 (IEA, 2021).

De acuerdo con estos supuestos y metas, la distribución de consumo final de energéticos para una matriz energética global carbono neutral a 2050 sería la presentada en la figura 1. La participación de la electricidad en el consumo de energía final mundial pasa del 20% en el año 2020 a 26% en el 2030 y al rededor del 50% en el 2050. El uso directo de energías renovables, junto con combustibles de bajas emisiones, como la bioenergía y los combustibles a base de hidrógeno en la edificación y la industria proporcionarán un 28% más del consumo final de energía en 2050; los combustibles fósiles constituyen el resto, la mayoría de los cuales se utilizan en procesos no emisores o en instalaciones equipadas con CCUS (IEA, 2021).

Bajo este contexto, el sector energético desempeñará un rol clave en el camino global hacia las emisiones netas cero para 2050. Sin embargo, los compromisos asumidos hasta la fecha están muy por debajo de lo que requiere esa vía, por lo que la hoja de ruta que plantea la IEA es avanzar por una mucho más ambiciosa, lo que para Colombia representará el desafío de una enorme transición a un sistema energético con emisiones netas cero, pero también una oportunidad de desarrollo económico justo e inclusivo, sin dejar nadie atrás.



Figura 1. Distribución de consumo final de energéticos en el mundo para una matriz energética carbono - neutral a 2050



Fuente: Elaboración propia con datos de (IEA, 2021)

### 3. ALCANCE Y PRIORIZACIÓN TEMÁTICA

En la Conferencia de las Partes (COP21) de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC), en la que se adoptó el Acuerdo de París, Colombia anunció acciones para enfrentar el cambio climático, definiendo sus aportes tanto de reducción de emisiones de GEI, como de adaptación. El gobierno nacional y el sector energético colombiano han adelantado diferentes iniciativas y adquirido compromisos para reducir y neutralizar las emisiones a largo plazo.

La transición energética se ha convertido en el tema central de los debates sobre el futuro de la energía en Colombia, especialmente desde la firma del Acuerdo de París y la adopción de la Agenda 2030 y los Objetivos de Desarrollo Sostenible - ODS, en el año 2015, para evitar que el calentamiento global se mantenga muy por debajo de 2 °C por encima de los niveles

preindustriales, así como promover grandes esfuerzos para limitar el aumento alrededor de 1,5 °C (MinMinas, 2021).

La Estrategia 2050, la NDC actualizada en el año 2020, el Plan Energético Nacional 2020-2050 (PEN), el Plan Integral de Gestión de Cambio Climático del Sector Minero-Energético 2050 (PIGCCME), la Misión de Transformación Energética, la Ley 2099 de 2021 y las recientes hojas de ruta para el Hidrógeno y la energía eólica en Colombia, muestran el interés político por avanzar en la diversificación de la matriz para buscar menores emisiones.

Sin embargo, es posible que las políticas publicadas actualmente no sean suficientes, que sus alcances no proyecten la ambición que requiere la carbono-neutralidad, o peor aún, existe el riesgo de que muchos de los planes, programas y documentos de política pública se queden en un simple discurso,



sin instrumentos claros para una implementación efectiva. Así mismo, será importante avanzar más allá de estrategias asociadas al aumento de participación de energía renovable y movilidad eléctrica, considerando en los escenarios del país el potencial de tecnologías como el uso del hidrógeno y combustibles a base de hidrógeno, mejoras en la eficiencia energética y electrificación de sectores como el de transporte, industria y residencial.

Alcanzar la carbono neutralidad a 2050 representa retos mucho más ambiciosos para el país, por lo cual será necesario avanzar rápidamente en la electrificación de la economía colombiana, yendo mucho más allá de lo previsto en el PEN 2050 y en el Plan de Expansión de Generación, de la mano con transformar la matriz de generación eléctrica completamente renovable y disminuir lo más posible el uso de combustibles fósiles, en línea con el planteamiento de la hoja de ruta de la IEA.

Un hito importante y reciente es la COP26 (de cambio climático) en Glasgow, en donde se hizo un llamado explícito a la reducción gradual del carbón, eliminar subsidios a combustibles fósiles, acelerar el desarrollo, realizar un despliegue y difusión de tecnologías que apoyen los sistemas energéticos bajos en emisiones y apoyar diferencialmente reconociendo las necesidades de una transición energética justa (UNFCCC, n.d.).

La ruta desarrollada por la IEA presenta un gran desafío, pero a la vez representa una oportunidad para aumentar la ambición de los países en el camino a la carbono neutralidad para el año 2050. Bajo las orientaciones de los pilares que propone, será necesario considerar en el análisis elementos claves de la realidad del país, tales como el acceso a la energía, descarbonización de la matriz

energética y la reducción gradual del uso de los combustibles fósiles, considerando de manera transversal elementos asociados con la transición justa con las personas y la naturaleza.

El presente estudio tiene como objetivo elaborar el análisis de la agenda energética nacional con respecto a las tendencias globales y los compromisos en materia de transformación energética y climática, informar acerca de la generación de nuevas líneas de políticas que tendrán que ser desarrolladas en las próximas tres décadas, iniciando estructuralmente con el nuevo gobierno, así como los gobiernos locales que tomarán posesión en el año 2024. Para ello, los análisis expuestos a continuación orientarán las discusiones políticas para la transformación energética en el contexto colombiano, abarcando los temas y tecnologías presentados en el reporte de la IEA.

En la figura 2, se presenta el flujo de trabajo en tres etapas principales: (i) análisis del estado actual del sector energético y metas, (ii) recomendaciones de política y mensajes clave, y (iii) recomendaciones para una transición justa. A continuación se detalla la metodología seguida en cada etapa.

Para el análisis del estado actual del sector energético y las metas existentes se recolectaron datos históricos sobre la oferta y demanda de energéticos en Colombia según el Balance Energético Colombiano, BECO (UPME, 2020), así como las emisiones asociadas al sector energético y subsectores, según el inventario de GEI (IDEAM *et al.*, 2021), con el fin de entender los principales retos para avanzar hacia un camino carbono-neutral. Se analizaron las principales metas e hitos que propone la IEA a nivel global, se recolectó información de las metas nacionales



reportadas en los documentos señalados en la tabla 1 y se clasificaron según el pilar y subsector correspondiente (residencial, comercial y público, industria, transporte y otros).

Si bien una descarbonización del sector energético requiere esfuerzos tanto desde la demanda como desde la oferta, **el enfoque de este análisis se centró en el consumo final de energía** abarcando los distintos usuarios (sector residencial, comercial, industrial - agrupa las 23 categorías de la UPME, incluido el consumo de energía en coquización y refinerías-, transporte, agropecuario, minero y construcción). Sin embargo, para poder recomendar el fin de la explotación de combustibles fósiles se deberá considerar un análisis de la oferta y la demanda de cada energético del país, el impacto de las medidas de eficiencia energética, cambios de comportamiento en el camino a la descarbonización, y el impacto fiscal; para lo que se recomienda hacer una evaluación de las necesidades de inversión que requiere la transición energética a 2050.

Se analizaron ejercicios prospectivos elaborados por entidades gubernamentales, no gubernamentales y académicas, y se identificaron los escenarios que se prevén para el consumo final de energía, posteriormente se reconocieron las tecnologías que se perfilan como las principales estrategias de descarbonización, así como las que aún no han sido consideradas en el país. Se resalta el Plan Energético Nacional (PEN), cuyo objetivo es proponer una visión de largo plazo para el sector energético colombiano, posicionándose como una de las principales herramientas de planeación del gobierno, en el cual la versión del año 2021 no considera un escenario carbono-neutral a 2050. Sin embargo, al constituir un documento que la UPME renueva cada dos años para

incorporar nuevas tecnologías y oportunidades, se tuvo en cuenta en este estudio para proveer recomendaciones de nuevas ambiciones para su próxima actualización.

El escenario más ambicioso del PEN muestra una ruta para reducir las emisiones en el consumo final de energía a la mitad de las emisiones actuales, y sigue mostrando una alta dependencia de los combustibles fósiles. De esta manera, considerando el riesgo tecnológico, aporte a la mitigación del cambio climático y el reto de transformación, en el PEN se determinaron cuatro escenarios: Actualización<sup>1</sup>, Modernización<sup>2</sup>, Inflexión<sup>3</sup> y Disrupción<sup>4</sup>, siendo este último el escenario más optimista que presenta la UPME en términos de aporte a la mitigación del cambio climático, oferta, demanda, tecnologías adoptadas y digitalización.

Por otro lado, el Gobierno Nacional de Colombia ha publicado la Estrategia Climática de Largo Plazo para cumplir con el Acuerdo de París (E2050), cuyo objetivo es plantear las apuestas del país para acercarse al objetivo de alcanzar la resiliencia climática al año 2050 (es decir, carbono neutralidad y capacidad adaptativa de los diferentes territorios y sectores económicos). Corresponde al documento con las recomendaciones más completas y el único que ha analizado escenarios futuros en los que el país alcanzaría la carbono neutralidad hacia 2050. Los análisis fueron realizados por la Universidad de los Andes, en el cual se presenta un escenario de descarbonización profunda a 2050, incorporando las principales

<sup>1</sup> Iniciativas con las que Colombia estaría en sintonía con las tendencias actuales

<sup>2</sup> Tecnologías que darían pie a la gasificación como un primer avance hacia la descarbonización

<sup>3</sup> Comienzo de la electrificación de la economía

<sup>4</sup> Iniciativas de menor grado de desarrollo tecnológico apuntando a que la innovación sea la clave para encaminarse hacia la carbono neutralidad





Escenario Ruta A Cero Neto 2050: Recomendaciones para la carbono-neutralidad del sector energético al año 2050

incertidumbres que podrían modificar la efectividad de la mitigación en el

horizonte de tiempo considerado (Universidad de los Andes, 2021).



Figura 2. Metodología para el análisis de la agenda energética nacional y recomendaciones para la transición hacia la carbono-neutralidad en el sector energético



Fuente: Elaboración propia

Los demás documentos analizados muestran algunas trayectorias para reducción de emisiones en subsectores específicos, como generación de electricidad o transporte, o solo en

algunos pilares, como eficiencia energética. Sin embargo, estos documentos sirven de soporte para la construcción de una línea base de las metas existentes.



Tabla 1. Documentos consultados para levantamiento de línea base y metas de transformación energética de Colombia

Estrategias, planes, hojas de ruta, programas - entre otros documentos
Estrategia Climática de Largo Plazo de Colombia E2050 para cumplir con el Acuerdo de París
Evaluación de las vías de neutralidad de carbono para Colombia a través de la metodología de Toma de Decisiones Robustas (RDM) en varios escenarios - Universidad de los Andes
Contribución Nacional (NDC) actualizada en 2020
Plan Integral de Gestión del Cambio Climático del Sector Minero Energético 2050 (PIGCCme 2050)
Plan Integral de Gestión del Cambio Climático del Sector Agropecuario (PIGCCS-Agropecuario 2021)
Plan Integral de Gestión del Cambio Climático del Sector Comercio, Industria y Turismo (2021)
Plan Integral de Gestión del Cambio Climático del Sector Vivienda y Ciudad y Territorio (2021)
Plan Energético Nacional 2020 - 2050
Misión de Transformación Energética (como Hoja de Ruta sectorial establecida)
Estrategia Nacional de Economía Circular
Hoja de Ruta para el Hidrógeno en Colombia
Plan de acción indicativo del programa de uso racional y eficiente de la energía (PROURE)
Plan de expansión de referencia generación- transmisión 2020-2034
Plan Maestro Ferroviario
Programa de sustitución progresiva de leña
Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica
Programa de movilidad sostenible

Fuente: Elaboración propia

Es relevante resaltar que en el presente estudio **no se realizó una comparación de escenarios, ni se construyó un modelo detallado para analizar las trayectorias de demanda de energía hasta el año 2050**. Sin embargo, a partir de la revisión señalada, se concluye que los escenarios actuales son insuficientes para alcanzar la carbono-neutralidad, por lo que en este estudio se realiza un **ejercicio indicativo para proponer una matriz energética a 2050** que permita tener emisiones de GEI lo más cerca posible al cero neto, en la que las

compensaciones y absorciones del sector AFOLU sean una alternativa residual y no la principal estrategia para alcanzar la carbono neutralidad del sector energético. Esta matriz constituye un punto de llegada que permite abrir la discusión sobre las metas que debe plantearse el país. A partir de la información recolectada en los puntos del 1.1 al 1.3 se hizo una propuesta de matriz energética indicativa a 2050 para dos valores supuestos de la demanda total: demanda baja y alta; y la respectiva demanda correspondiente a cada



subsector. Para cada caso se realizó el siguiente análisis:

(i) Se estimó el valor de la demanda esperada en cada sector (residencial, industrial, transporte, otros) partiendo de los porcentajes de participación que estima la UPME.

(ii) Se analizó cómo estiman los diferentes escenarios estudiados que se va a suplir la demanda de cada sector y se realizó una propuesta alternativa en los casos en que se consideró que deben usarse otros energéticos. En este caso, se analizó qué porcentaje de la demanda de cada subsector se puede suplir con cada uno de los siguientes energéticos, teniendo en cuenta la clasificación de energéticos en los BECO (UPME, 2020), y considerando las tecnologías alternativas que propone la IEA (IEA, 2021):

- Petróleo y derivados
- Gas natural
- Carbón y coque
- Electricidad (Considera la electricidad como energético final, por lo que agrupa todas las formas de generación eléctrica)
- Leña
- Biomasa y residuos
- Petróleo y derivados con CCUS
- Gas natural con CCUS
- Carbón y coque con CCUS
- Combustibles basados en hidrógeno
- Biocombustibles modernos

Dichos porcentajes corresponden a valores supuestos debido a que no se ejecutó un ejercicio de modelación de la trayectoria, se basan en lo observado en los diferentes estudios de potencial de uso de energéticos en sectores (residencial, transporte y tipos de transporte), lo propuesto por el PEN, la E2050, la IEA y los demás documentos revisados. Este análisis representa una

estimación simplificada y, por tanto, una posibilidad de combinación de energéticos. Los supuestos que se tuvieron en cuenta en cada sector se muestran en el **Anexo 1**.

(iii) Se estimaron los consumos totales esperados de cada energético y se calcularon las emisiones totales, tomando los factores de emisión reportados por la UPME, E2050 y BUR3 (con el objetivo de poder comparar con los escenarios estudiados en la revisión). En este ejercicio indicativo se asume un valor de cero emisiones para el consumo de biocombustibles, ya que es lo que asume el PEN. Sin embargo, es recomendable comparar con otros valores de referencia, pues a pesar de que el IPCC reporta que las emisiones de biocombustibles sólidos, líquidos y gaseosos son bajas en comparación con combustibles tradicionales, no son necesariamente cero. Por ejemplo, en un estudio desarrollado para el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, Pelgrims et al. (2020) proponen la actualización de escenarios de emisiones de GEI para Colombia haciendo uso de factores de emisión diferentes de cero para bioenergía a partir de avigas, bagazo, biogás, biodiesel, bioetanol, leña y residuos sólidos. Estos factores utilizados por los valores utilizados por (Pelgrims et al., 2020) son tomados de la base de datos del IPCC, y son equiparables a los del gas natural. Finalmente, y por dar un ejemplo, existe un debate abierto sobre si los cultivos y el uso de biocombustibles en Estados Unidos podrían tener emisiones netas positivas si se tiene en cuenta el ciclo de vida, y dependiendo de las condiciones específicas de cada región y del tipo de cultivo [ver (DeCicco, 2017, De Kleine et al., 2017, DeCicco et al., 2016)].

(iv) A partir del consumo total obtenido para cada tipo de energético se calcularon valores de referencia que dan



soporte a las recomendaciones de varios pilares, con un mayor énfasis en electrificación, pues es el pilar que dará soporte a la mayoría de sustitución de combustibles fósiles. Por ejemplo, a partir del consumo agregado de electricidad se puede conocer cuánta capacidad instalada de FNCER sería necesario adicionar al sistema a 2050. Esto incluye lo necesario para electrificar la industria y el transporte y para soportar la producción de hidrógeno. También es posible estimar la producción de hidrógeno que sería necesaria para cubrir la demanda de dicho energético, y la capacidad de electrólisis que se requeriría para dicha producción de hidrógeno verde.

Con base en las estimaciones anteriores, y considerando que el documento toma como referencia la más reciente hoja de ruta de la IEA, se desarrolla, adicionalmente, un análisis para cada pilar planteado según la IEA, en donde se construyó una tabla comparativa con indicadores para las metas establecidas por IEA a nivel global, las metas existentes en Colombia, las proyecciones que estiman las entidades gubernamentales y las recomendaciones para avanzar hacia la carbono neutralidad, en el caso de que las metas establecidas no estén alineadas con dicho objetivo.

De esta manera, en el marco del presente documento se construye el **escenario Ruta a Cero Neto**, como un **escenario indicativo a 2050 propuesto** por parte de Transforma, que permite analizar unas proyecciones mucho más ambiciosas hacia la carbono neutralidad de Colombia, orientando la participación en el consumo final de la electricidad, energías renovables, bioenergía, e hidrógeno, así como el rol de la eficiencia energética, los cambios de comportamiento y CCUS.

Es importante resaltar que la construcción de escenarios detallados debe apoyarse

en herramientas que permitan modelar toda la trayectoria desde el presente hasta el 2050 y que consideren los respectivos tiempos y restricciones en los cambios tecnológicos. Estos ejercicios detallados serán necesarios para validar cuantitativamente los supuestos y resultados de la matriz indicativa propuesta en este estudio. Estos elementos se analizan de forma cualitativa en el análisis de riesgos y oportunidades.

Para la elaboración de recomendaciones de política y mensajes clave, se inició con la construcción del marco regulatorio, se recopilaron todos los documentos de carácter vinculante, como leyes, decretos y resoluciones, así como los documentos de política pública generados a partir del Acuerdo de París, políticas sectoriales, y documentos CONPES, entre otros. Se construyó una matriz de política analizando para cada documento los siguientes elementos: pilar y sector asociado, si contribuye o está en contravía de la carbono-neutralidad.

De forma conjunta con el análisis de metas, se construyeron hitos clave que deben alcanzarse en cada uno de los pilares y subsectores, y se identificaron los elementos prioritarios que deben abordarse en el próximo gobierno para fortalecer los pilares e iniciar un camino hacia la descarbonización y carbono-neutralidad del sector energético, desde el punto de vista del consumo final.

Finalmente, en la última etapa se elaboraron las recomendaciones para una transición justa con un enfoque de derechos humanos, que ubique en el centro del análisis las consecuencias y posibilidades que existen actualmente en Colombia para que el Gobierno y las empresas trabajen articuladamente en una transición energética que *no deje atrás a nadie*, es decir que ayude a los



entornos de explotación minero-energética a ser más resilientes frente a los cambios que se avecinan. Para esto, se hizo una revisión de fuentes secundarias sobre lo que significa la transición justa y los principios que la definen, y es a partir de esta conceptualización que se abordaron las barreras, riesgos, oportunidades y fortalezas que desde el Gobierno y las

empresas existen para integrar estos principios con la agenda de trabajo en materia de cambio climático y descarbonización. Finalmente, esta sección del documento presenta algunas recomendaciones para que desde el gobierno se impulsen acciones coordinadas para que la transición energética incluya los atributos de justa, resilientes y con enfoque de derechos humanos.

## 4. PANORAMA DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN COLOMBIA

En esta sección se presenta el punto de partida del análisis del consumo final y los pilares de descarbonización para Colombia. A continuación, se encuentra una breve descripción del panorama del sector minero energético y del sector eléctrico, la matriz energética y una mirada a la oferta y demanda actual del país, así como las emisiones del sector energético como punto de partida para avanzar hacia la descarbonización a 2050.

### 4.1. Panorama del sector minero energético

El potencial geológico y la riqueza de reservas naturales del país han generado un sostenido interés en la explotación de hidrocarburos y yacimientos de carbón. La producción petrolera se posicionó desde los años 2000 con un crecimiento del 32% entre los años 2007 y 2017. El incremento sostenido del precio internacional del petróleo hizo que fuera cada vez más prioritario como renglón económico nacional, triplicándose durante la primera década del presente siglo (UPME, 2015). Debido a que el sector ha superado diferentes crisis, se sigue realizando una apuesta económica basada en su extracción.

Este posicionamiento en la economía colombiana se ha dado por la relación

entre el precio del petróleo con las perspectivas de exportación, el empleo, cambios en los mercados internacionales y choques de la inflación, entre otros. En el año 2021, el petróleo y el gas generaron 37,790 miles de millones de pesos, es decir, el 3,21% del total del PIB nacional. Cinco cifras relevantes del sector se señalan a continuación: (i) en la última década representó entre el 33% y el 55%, por año, de las exportaciones totales, (ii) para el 2020 el DANE señaló que las exportaciones de petróleo fueron el 40,5% de las exportaciones totales, (iii) en términos de inversión extranjera directa el sector alcanzó 2.7 millones de dólares (ACIPET, CPIP & Marco Nacional de Cualificaciones, 2020) con resultados de las operaciones positivas al compensar parcialmente el crecimiento deficitario del resto de la economía nacional; (iv) las altas importaciones de equipos y servicios tecnológicos (López *et al.*, 2012) representan la relevancia en inversión extranjera, (v) en términos de empleos (0,004%) del total de los empleos a nivel nacional (22'017,000) (Dane, 2017), la industria reportó para el año 2015 la generación de 95 mil empleos, 66% correspondiente a mano de obra calificada y 34% no calificada (ACP, 2016).

El gas, por su parte, se promueve desde la década de los 90. Mediante el



Documento CONPES 2571 se aprobó el "Programa para la Masificación del Consumo de Gas", con el propósito de sustituir recursos energéticos más costosos, aprovechar las reservas que existían para esa fecha y teniendo en cuenta que el factor de emisión de esta tecnología, es muy inferior al del carbón o la leña. En el año 1993 se estableció "El Plan de Gas", para darle continuidad mediante actividades de exploración y explotación de nuevos yacimientos, también se buscó la construcción de una red de gasoductos, ampliar el sistema de transporte a partir de este combustible y conformar un mercado en el sector industrial, residencial y termoeléctrico (Ministerio de Minas y Energía, 2002).

Durante la última década ha existido una gran disminución en las reservas de gas en Colombia. En el año 2020, las reservas probadas eran de 2.949 giga pies cúbicos de gas, 42% menos de las reservas probadas que existían en el año 2010 (ANH, 2020). Pese a que en el año 2021 hubo un pequeño incremento en las reservas alcanzando los 3.164 giga pies cúbicos de gas (ANH, 2022), la tendencia actual es a la baja acompañada de un aumento en el consumo. El principal responsable de esta disminución es atribuido al declive en la producción de los principales campos como Chuchupa y Ballena (Departamento Nacional de Planeación et al., 2022).

El subsector carbón también es relevante por la participación en las exportaciones del país y por los aportes que realiza a los ingresos del Gobierno. Por un lado, representó el 14.4% de las exportaciones nacionales para el año 2019 (Transforma, 2021), y en el período 2016 a 2020 generó el 1% del PIB nacional. Al interior del sector minero sus aportes corresponden al 51%, con una dinámica de crecimiento de más del 100% con respecto a los 15 años anteriores, pues el carbón aportó el 66.5% del valor agregado de la minería

colombiana. También realiza aportes a regalías y representa un rubro relevante de impuestos, entre los años 2017 y 2019 se recaudaron cerca de 2 billones de pesos anuales, lo cual corresponde al 88% de las regalías de minería. De igual manera, los impuestos en 2019 fueron equivalentes a \$1.3 billones, de los cuales \$0.7 billones corresponden a impuestos (Aristizábal Hernández, 2018, #).

En términos de generación de empleo, la minería a gran escala de carbón generó 130 mil empleos para el año 2019, en donde los eslabones primarios de la cadena de valor suelen ser ocupados por personas con formación empírica y experiencia por la tradición familiar. Recurrentemente el trabajo suele no estar acompañado de condiciones dignas de salud, higiene, seguridad y bienestar laboral (Aristizábal Hernández, 2018, #).

## 4.2. Panorama del sector eléctrico

### 4.2.1. Oferta eléctrica

El sector eléctrico en Colombia es reconocido por la confiabilidad, cobertura y por su matriz energética limpia, dominada por la generación hidráulica. La Ley 1715 de 2014 señala las fuentes de energía agrupándolas en Fuentes Convencionales (hidroeléctricas y termoeléctricas) y Fuentes No Convencionales de Energía Renovables (FNCER), cuando se emplean recursos sostenibles como la radiación solar, viento, biomasa, entre otros. Como se muestra en la figura 3, la generación de electricidad para el año 2020 incluye diferentes fuentes, relevante señalar el incremento en la participación de eólica, solar y autogeneración.

La generación de electricidad es una actividad que depende de la libre inversión empresarial; su comercialización puede ser mediante contratos bilaterales

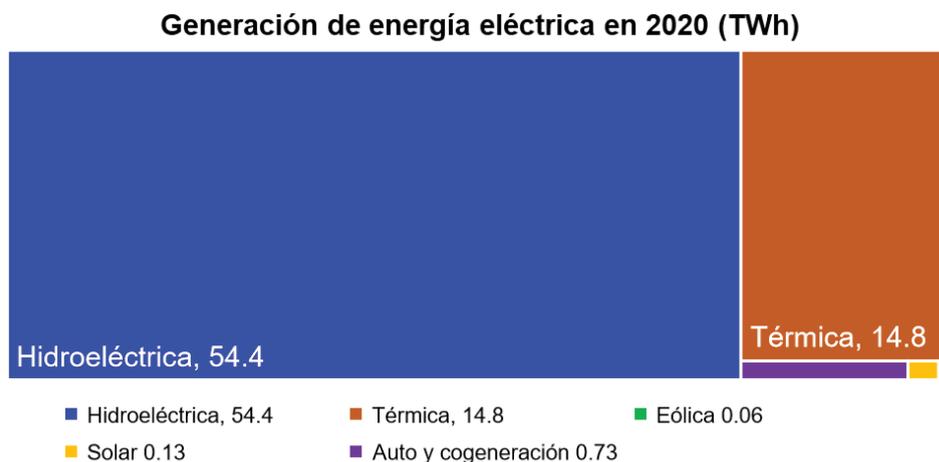


del generador con el comercializador con una tarifa pactada, así como la compra en el mercado mayorista que depende de la relación oferta - demanda, también se realizan subastas para asignar proyectos de generación de energía que asumen un compromiso de disponer la energía para poder asegurar la atención de la demanda del país. La generación se registra en la UPME para asegurar el cargo por confiabilidad. Esta información es empleada para determinar la capacidad instalada e inscrita de generación y las fuentes de donde provendrá la energía.

En el eslabón de la generación se registran 152 empresas, de las cuales cuatro concentran el 70.7% de la

generación de la energía del país. Estas empresas son Emgesa, Empresas públicas de Medellín (EPM), Isagen y Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe (Gecelca); ahora bien, entre estas empresas el 59% es acaparado por las tres primeras. Por otro lado, el 45.4% del mercado energético se encuentra controlado por multinacionales de origen europeo y norteamericano.

Figura 3. Generación de energía eléctrica en Colombia para el año 2020 (TWh)



Fuente: (UPME, 2021)

El cargo por confiabilidad es la remuneración a la obligación de energía firme (OEF) con la cual un generador específico se compromete a asegurar la disponibilidad de recursos, disminuyendo o evitando riesgos de abastecimiento. Se creó con el propósito de garantizar la energía eléctrica a los usuarios, promover la expansión del parque de generación y tener un esquema de mercado que proporcione señales de largo plazo a un precio eficiente.

Para asegurar esa energía firme se realizan subastas para construir proyectos con períodos de 4.5 años o más. Cada vez que se evidencia que habrá un escenario de déficit de energía firme para el cargo por confiabilidad (ENFICC) se ejecuta una subasta que dinamice el sector y se responda con suficiente tiempo y planeación a la demanda, consistente con lo que se conoce como mecanismos de capacidad, que buscan brindar estabilidad a los mercados eléctricos (Olaya, et al, 2016). Esta característica es relevante porque la calidad del servicio de energía



eléctrica se entiende con la continuidad del suministro (señalado en la Ley 142 de 1994 como una obligación de la empresa del servicio público).

La comercialización de la energía permite que los usuarios cuenten con la factura y se realice la venta del servicio. Los usuarios (residencial y no residencial) son registrados en el SUI (Sistema Único de Información) empleado para conocer la infraestructura de medición<sup>[1]</sup> (medidores, marcas, antigüedad, entre otras características), ante lo cual la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (2020) señala una disminución del 40% en medidores electromecánicos y un incremento en la instalación de medidores eléctricos de más de cinco veces a partir de 2004. Si bien este incremento es alto, no es suficiente, ya que el 2.4% de los usuarios del país no cuenta con equipo de medición del servicio.

Por otro lado, la tendencia es la medición inteligente, o infraestructura de medición avanzada (AMI por su sigla en inglés) por beneficios comerciales y de la calidad del servicio, para 2020 correspondió al 2.6% de la infraestructura nacional, la cual está incrementando desde el 2018. La Resolución 101 del 2022 de la CREG estableció que para el año 2030 el 75% de los usuarios deben contar con sistemas de medición inteligente, lo que será el punto de partida para el despliegue de los recursos energéticos distribuidos y la implementación de las redes inteligentes a nivel nacional. Esto permitirá que los usuarios cambien su régimen pasivo, característico actualmente, y se convertirán en consumidores activos y prosumidores.

Uno de los principales habilitantes de los nuevos servicios para los consumidores es la digitalización de las redes, esta permitirá la integración de los Recursos Energéticos Distribuidos (DER) al sistema

de energía. Se busca desarrollar los sistemas eléctricos en torno a esquemas descentralizados, en donde se permita a los usuarios finales ser partícipes dentro de la cadena de valor del sector eléctrico, los DER son recursos a pequeña escala que se pueden administrar manualmente o de manera automática, están conectados a la red, se pueden instalar en cualquier sitio en donde exista un consumo, pueden inyectar o consumir energía de la red y brindar facilidades de servicios complementarios a la red.

El modelo de generación distribuida está siendo implementado a nivel mundial buscando soluciones a los métodos convencionales de generación de energía por opciones renovables de menor impacto ambiental. La generación distribuida trae consigo muchos beneficios, entre los más relevantes se encuentra: aumento en las energías renovables, disminución de las emisiones de CO<sub>2</sub> que contribuyen a la descarbonización del sector, permite que el sistema mejore su confiabilidad, reduce las pérdidas en las redes de transmisión y distribución y reduce los precios de la energía eléctrica.

### **Zonas No Interconectadas (ZNI)**

La interconexión eléctrica en el país debe superar un reto que genera la topografía colombiana, que hace altos los costos de la infraestructura, pues la escasa densidad poblacional limita los cierres financieros de los proyectos. Esto ha conllevado a que en diferentes partes del territorio persista un nulo o deficiente servicio, con los impactos en la calidad de vida que esta condición genera. Sin embargo, es responsabilidad del Estado asegurar la prestación del servicio en estas zonas no conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN), las cuales se presentan el 66% del territorio nacional, ubicadas principalmente en zonas rurales y que corresponden a cerca del 3% de la



población total del país. Las condiciones más críticas se presentan en la Orinoquía (15,8%), Pacífico norte (16,2%), Pacífico sur (26%) y ASES (36,6%)<sup>[3]</sup>.

#### 4.2.2. Demanda del sector eléctrico

La demanda se diferencia por sectores (residencial, comercial, industrial, transporte, agricultura, construcción y minería) y usuarios (regulado y no regulado). Las proyecciones se realizan teniendo en cuenta variables técnicas, económicas, sociales y ambientales; así como el crecimiento anual de la economía, población y transporte, entre otras variables. A partir de lo anterior, se actualiza anualmente el Plan de Expansión de Referencia, Generación y Transmisión.

Contemplar la transición del sector eléctrico involucra principalmente dos aspectos: (i) retirar las plantas termoeléctricas, reemplazadas por la generación de electricidad a partir de FNCER, y (ii) realizar cambios en la cadena de valor del sistema eléctrico, que tradicionalmente ha funcionado en sentido unidireccional a partir de la generación de energía eléctrica, transportada por medio de redes de transmisión y distribución, para ser finalmente comercializada y consumida por el usuario final.

Dado que electrificar el consumo permitirá reducir las emisiones de GEI en otros sectores, como transporte, industrial y residencial, dada la disminución en la demanda de combustibles fósiles, el primer paso para lograr la transición energética es la universalización del servicio eléctrico.

De acuerdo con el Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica (PIEC) de la UPME 2019-2023, en el año 2018 existían aproximadamente

495.988 viviendas sin electricidad, las soluciones que plantean que se pueden llevar a cabo para alcanzar la universalización del servicio de la energía eléctrica son: densificación, intensificación de las redes de SDL, microrredes y soluciones individuales aisladas (UPME, 2019).

En este sentido, y dado que la demanda energética está en constante aumento debido al crecimiento poblacional, al desarrollo industrial y en un futuro, debido a la electrificación del consumo, debe de existir un cambio en las proyecciones del PIEC, la electrificación debe ser 100% renovable, no se puede seguir promoviendo los combustibles fósiles en los sistemas aislados para alcanzar la electrificación, ya que el incremento de las plantas a diésel y las termoeléctricas va en contravía de la senda carbono neutral.

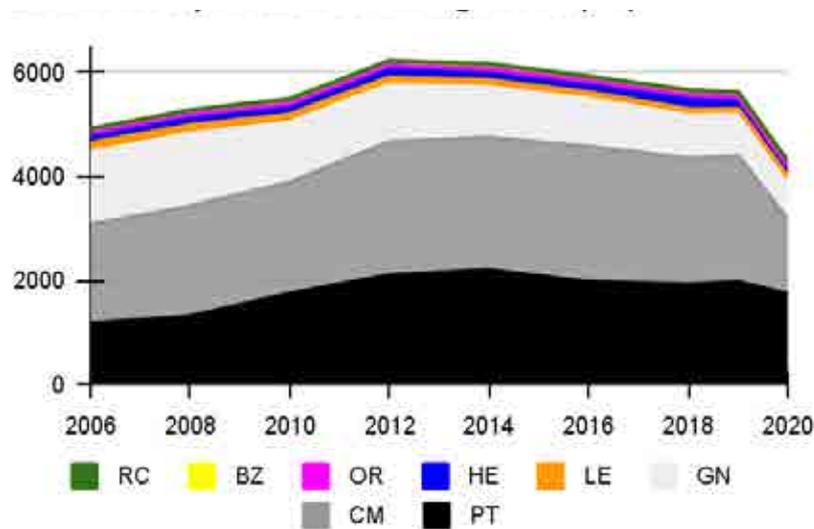
### 4.3. Una mirada reciente a la oferta y demanda de energía en Colombia

Entre los años 2012 y 2019 la extracción total de energéticos primarios del país se redujo en 10% debido a la disminución en la extracción de combustibles fósiles, principalmente de gas natural (ver Figura 4). Esta reducción fue mayor durante la pandemia del COVID-19 llegando a ser de 24%, siendo el carbón el más afectado (UPME, 2020). A pesar de dicha disminución en la extracción primaria, los combustibles fósiles siguen representando cerca del 90% de la oferta bruta, mayoritariamente destinada a exportación. En los últimos años, también se ha observado un pequeño aumento de energéticos de fuentes renovables (hidro, solar y eólica) en la oferta bruta de energía, pasando de 3,8% en 2010 a 4,9% al año 2020. En la matriz de extracción primaria se observa que, este incremento en el porcentaje de fuentes renovables logró reemplazar principalmente la



extracción de leña, pues el porcentaje de esta última disminuyó en un valor similar en dicho periodo.

Figura 4. Extracción primaria de energéticos en Colombia entre 2006 y 2020 (PJ)



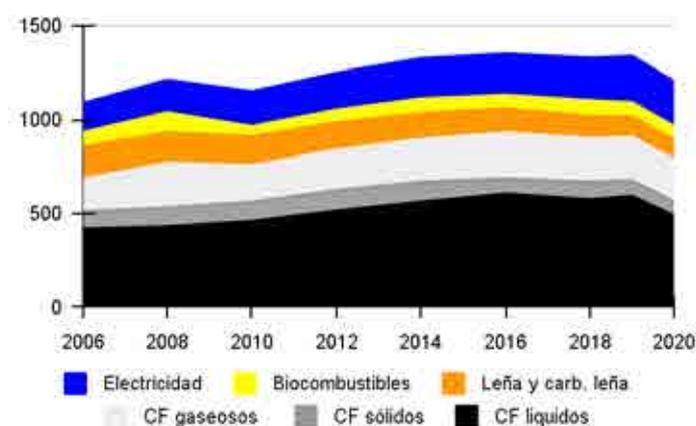
PT: Petróleo, CM: Carbón mineral, GN: Gas natural, LE: Leña, HE: Hidroelectricidad, OR: Otras renovables, BZ: Bagazo, RC: Recuperación/residuos

Fuente: (UPME, 2020)

Como se muestra en la Figura 5, el consumo final de energía en Colombia ha venido en aumento en los últimos años (con excepción de 2020 debido a la pandemia de COVID-19), aunque el crecimiento ha sido cada vez más lento. La participación de energía eléctrica en la matriz de consumo final ha aumentado pasando de 16.3% en 2010 a 18.5% en

2019, incremento que significó un reemplazo de energéticos como carbón y leña. Sin embargo, la participación total de combustibles fósiles en el consumo final sigue siendo mayoritaria manteniéndose estable en un valor cercano al 68%. Los combustibles fósiles gaseosos tienen una participación entre el 17-18% y los líquidos pasaron del 40% en 2010 a 44% en 2019 (IDEAM et al., 2021).

Figura 5. Consumo final de energéticos en Colombia entre 2006 y 2020 (PJ).





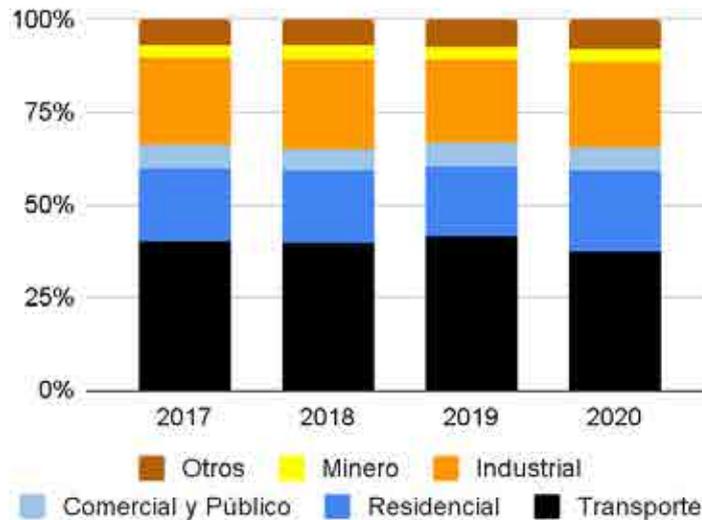
CF: Combustibles fósiles

Fuente: Datos de (UPME, 2020)

Una de las razones por las que los combustibles líquidos siguen teniendo una alta participación en la matriz energética es la alta demanda de gasolina para el sector transporte. Como se

muestra en la Figura 6, este sector es el principal consumidor de energía (40%), seguido por la industria (22-24%), mientras que las edificaciones (sector residencial y terciario) representan entre el 25-26%.

Figura 6. Consumo de energía final por sector



Fuente: Datos de (UPME, 2020)

Lo anterior es consistente con lo que se muestra a continuación en la figura 7, en donde se observa que el transporte es la principal fuente de emisiones del sector energético, debido a su alto consumo energético a partir de combustibles fósiles. Así, a continuación se presenta un panorama general de las emisiones por sectores en el país, y la participación de las emisiones del sector energético.

#### 4.4. Emisiones del sector energético - BUR

De acuerdo con el tercer informe bienal de cambio climático de Colombia (BUR 3), en la figura 7 se presenta el total de emisiones para el año 2018 y su participación por sector. Se puede observar que el 59% del total de las emisiones de GEI corresponden al sector AFOLU (Sector Forestal y Cambio de Uso de Suelo) y junto con las del módulo

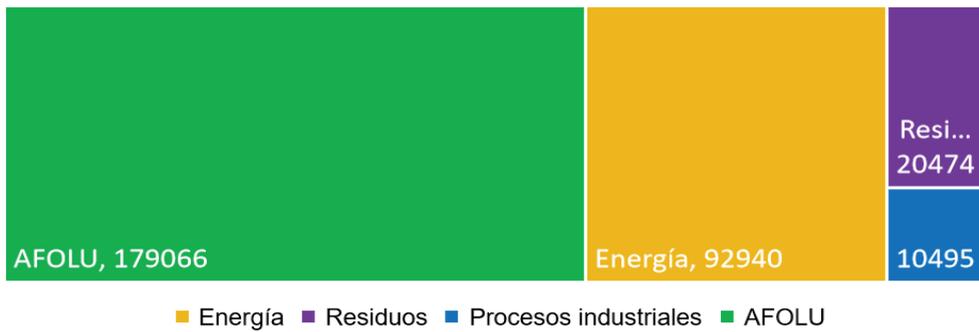
energía, que aporta el 31% del total (corresponden a 92.940 Gg CO<sub>2</sub>eq), agregan el 90% de las emisiones del país (IDEAM *et al.*, 2021).

La demanda energética de transporte e industria generan el 41% y 26% de las emisiones, respectivamente dentro del sector de la energía como se puede ver en la figura 8. Internamente en el sector, el sector transporte a su vez puede ser subdividido, siendo el transporte terrestre el responsable del 78% de las emisiones, seguido por la aviación con un 11% (IDEAM *et al.*, 2021). Por otro lado, la industria de energía genera emisiones que se distribuyen de la siguiente manera: 45% asociadas a la quema de combustibles para generar electricidad, 28% en la fabricación de combustibles sólidos y un 27% en la refinación del petróleo (IDEAM *et al.*, 2021).



Escenario Ruta A Cero Neto 2050: Recomendaciones para la carbono-neutralidad del sector energético al año 2050

Figura 7. Emisiones de la energía en 2018 (Gg COeq) frente a los otros sectores



Fuente: (IDEAM et al., 2021)

Comparando con las emisiones de GEI reportadas para el año 1990 se encuentra un aumento en aquellas asociadas al sector de la energía, pasando de un aporte de 22% de las emisiones totales a 31%. El 2015 fue el año en el que hubo mayores emisiones asociadas a este sector (35%) por causa de la presencia del Fenómeno de El Niño, el cual implicó una fuerte participación de termoeléctricas en

la generación de electricidad. De manera similar, disminuyen las emisiones del sector cuando se presenta el Fenómeno de La Niña que conlleva mayores generaciones de electricidad a partir de hidroeléctricas, tal como ocurrió en el año 2017. Ahora bien, esta comparación de 1990 a 2018 permite observar un incremento de emisiones aproximado en 2.1%, asociadas principalmente al aumento del parque automotor.

Figura 8. Emisiones de CO2 eq (Gg) del sector energético en 2018



Fuente: (IDEAM et al., 2021)

Dentro de los GEI el CO<sub>2</sub> es aquel con mayor participación en las emisiones del sector de la energía, con un 88.9% aproximado de participación, seguido por el CH<sub>4</sub> (9.9%) y finalmente el N<sub>2</sub>O (1.1%). Dado que el transporte es el subsector de la energía que mayores emisiones genera, corresponde al subsector que determina el comportamiento del módulo de la energía en la actualidad (IDEAM et al., 2021).

#### 4.5. Algunas de las medidas de política pública

Reconocer el campo de acción para reducir las emisiones de GEI ha llevado a la adopción de medidas de políticas públicas en los ámbitos internacional, como el Acuerdo de París y la Agenda 2030 de Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), las cuales promueven un desarrollo económico que contribuya a



la mejora del bienestar de los países y las poblaciones más necesitadas, a la vez que reduzca las emisiones de GEI. Las metas de mitigación del cambio climático fomentan un cambio estructural del sistema de extracción, provisión y uso de energía, a través de distintas formas de transición energética.

Esta orientación requiere atender distintos intereses económicos, políticos y sociales, toda vez que requiere sustituir los energéticos fósiles por fuentes renovables. Como instrumento de implementación del Acuerdo de París se propusieron las Contribuciones Nacionalmente Determinadas (NDC por sus siglas en inglés) consideradas como el núcleo de la gestión climática a nivel nacional, ya que desagregan los esfuerzos que el país puede implementar en materia de adaptación y mitigación al cambio climático. Estas metas fueron adoptadas mediante la Ley 2169 de 2021, con la cual se estableció una obligatoriedad en las entidades territoriales y del orden nacional para que implementen las acciones necesarias para alcanzar las metas trazadas.

En Colombia, el Acuerdo de París fue aprobado mediante la Ley 1844 de 2017, se formuló la Política Nacional de Cambio Climático y se conformó una organización institucional para gestionar la mitigación de los GEI y fomentar la adaptación al cambio climático entre todos los sectores (Decreto 298 de 2016 - Creación del SISCLIMA). El Ministerio de Minas y Energía ha sido pionero en el desarrollo sectorial de los instrumentos establecidos en el SISCLIMA y la política adoptando, mediante un acto administrativo, el Plan Integral de Gestión de Cambio Climático (PIGCC<sub>ME</sub> - Resolución 40807 de 2018). Este plan y el de los demás sectores, denominados Planes integrales de Gestión del Cambio Climático (PIGCCS) permitieron que el gobierno actualizara la

NDC en el año 2020 fomentando las sinergias con la Agenda 2030.

La Ley 1931 de 2018 creó el Programa Nacional de Cupos Transables, la Ley 1819 de 2016, reglamentada mediante el Decreto 926 de 2017 creó un mecanismo tributario para hacer efectiva la no causación del impuesto al carbono, y la creación del sistema de monitoreo, reporte y verificación de las acciones de mitigación a nivel nacional (Resolución 1447 de 2018 del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible) son condiciones habilitantes y facilitadoras de la transición energética. La ley 2169 de 2021 incorporó unos pilares de la transición a la carbono neutralidad, la resiliencia climática y el desarrollo bajo en carbono, se busca mediante estos pilares poder alinear las acciones que se adopten en cambio climático, con las establecidas en seguridad alimentaria, salud y erradicación de la pobreza, asimismo, busca alcanzar una transición justa en materia de empleo que contribuya a la transformación de la economía hacia mecanismos de producción sostenibles, y logre desarrollar empleos verdes que mejoren la calidad de vida de los individuos y que promueva la inclusión social (LEY 2169 DE 2021, 2021).

Así, el sector minero energético tiene una alta relevancia en el desarrollo del país y jugará un papel clave en el cumplimiento de los compromisos y objetivos climáticos proyectados para el año 2050. En este sentido, para alcanzar la carbono neutralidad del sector, aumentar la ambición de todos los planes y estrategias del gobierno, para que así se le permita al país usar y emplear su potencial minero energético de manera cada vez más limpia (MinMinas, 2021a).



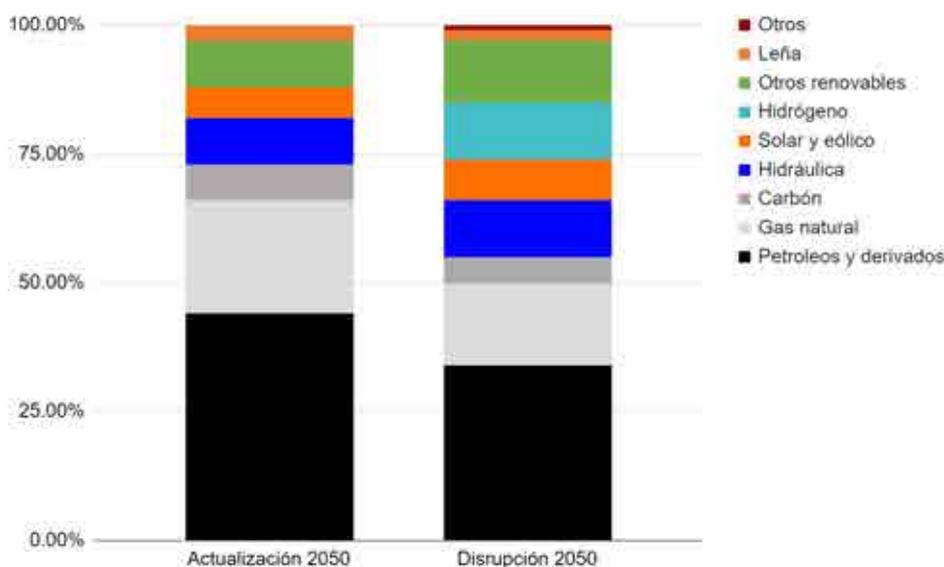
## 5. PILARES PARA LA DESCARBONIZACIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO EN COLOMBIA

Como se mencionó en el capítulo 3, una descarbonización del sector energético requiere esfuerzos tanto desde la demanda como desde la oferta; si bien este análisis se centró en el consumo final de energía, es importante considerar los resultados obtenidos por parte de las proyecciones del PEN, pues entre los supuestos clave para entender las diferencias entre escenarios corresponden a los niveles de sustitución de combustibles en los distintos sectores de consumo modelados para cada caso (UPME, 2021a).

En el marco de este análisis se tomaron como referentes gubernamentales las proyecciones de la UPME, a partir de su escenario menos ambicioso (actualización) y su escenario más ambicioso (disrupción). De esta manera, en la figura 9 se encuentra la composición y volumen de la oferta de energía primaria resultante de la simulación de los escenarios energéticos a 2050.

En cuanto a volumen, la oferta de energía primaria en el escenario de *Actualización* es de 2.398 PJ, y el de *Disrupción* de 2.031 PJ; debido a los diferentes ahorros de energía. Frente a la composición de la canasta por energético el petróleo y sus derivados (incluye GLP) continúan con una participación relevante, 44% en *Actualización*, y 34% en *Disrupción*. En este último, se asume que la electricidad y el hidrógeno tendrán un rol valioso en la industria y el transporte, por lo que la participación del gas natural resulta en 16%, así mismo, las fuentes no convencionales de energía, la energía hidráulica y el hidrógeno tienen mayores participaciones este último, ya que en estos se supone una sustitución del uso de hidrocarburos por electricidad. Así, la incorporación de renovables y otras tecnologías produce un impacto tanto en la oferta de energía primaria como en la composición de la matriz de generación eléctrica.

Figura 9. Composición de la oferta por energético en 2050 para los escenarios de actualización y disrupción



Fuente: (UPME, 2021a)

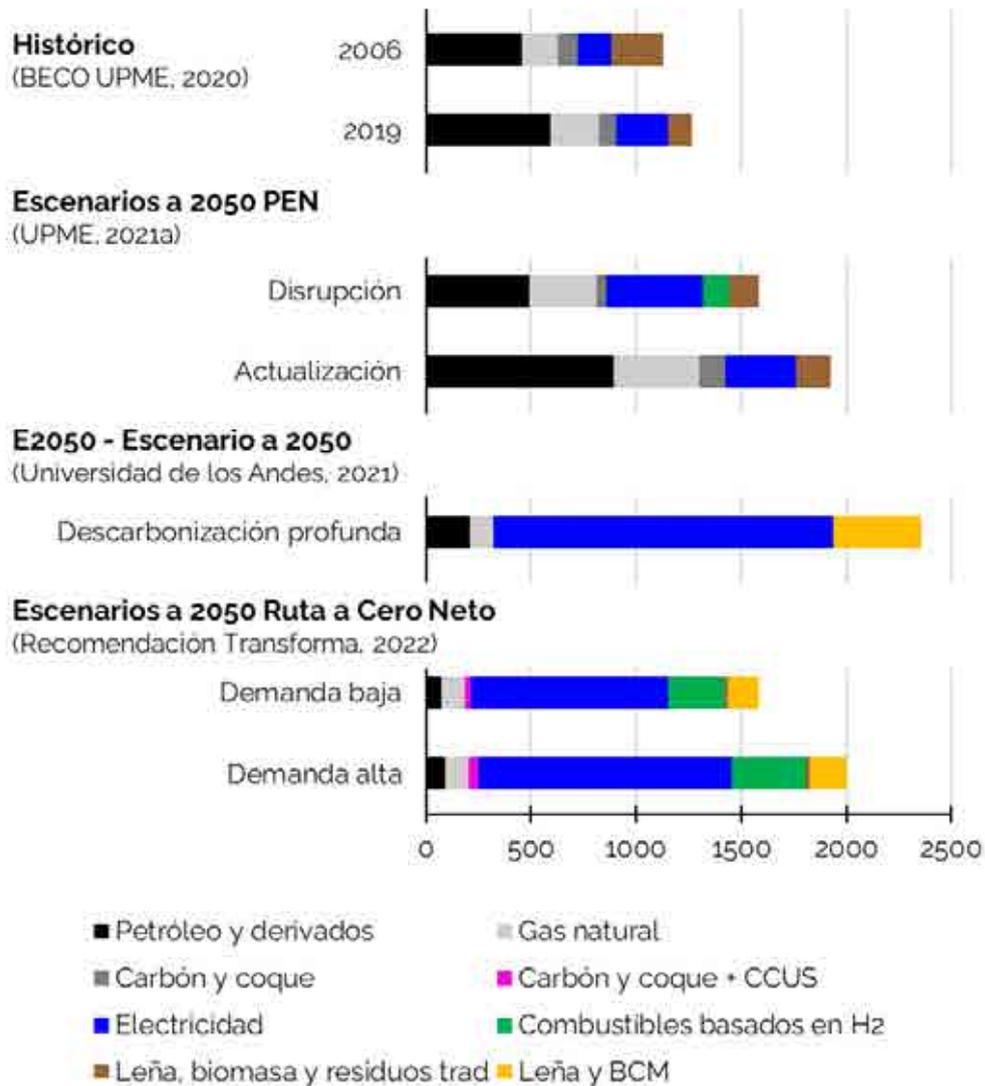
Según la IEA la descarbonización del sector energético a nivel mundial depende de dos condiciones principales: (i) reducir la demanda total de energía a partir de implementar procesos más eficientes y desacelerar los renglones económicos carbono-intensivos, e (ii) implementar cambios estructurales en los sistemas energéticos, apoyados en los siete pilares, los cuales describen las condiciones esenciales para que el sector energético mundial alcance emisiones netas de CO<sub>2</sub> cero para 2050. Sin embargo, es necesario reconocer que corresponde a una primera alternativa planteada, pero no necesariamente el único camino. (IEA, 2021). Reducir la demanda de energía en un país en desarrollo, como es el caso de Colombia, incluye grandes retos relacionados con que la proyección de la demanda total de energía crezca en el largo plazo como resultado del crecimiento de la población y de la economía.

Según el PEN, los supuestos poblacionales y de crecimiento económico proyectan un aumento sostenido en la demanda de energía a 2050 que varía entre 48% y 21% en relación con el consumo actual. De acuerdo con la proyección del escenario *Actualización* el incremento es de 48%, mientras que en el de *Disrupción* corresponde a 21%, con respecto a lo observado en 2019 (UPME, 2021a). Las diferencias entre los dos escenarios dependen de la adopción de mejores tecnologías disponibles (BAT), y las mejoras en eficiencia energética. En este sentido, la descarbonización implica garantizar un suministro confiable de energéticos que soporten el desarrollo del país, y al mismo tiempo, reduzca la dependencia de combustibles fósiles.

Con el objetivo de comparar los diferentes escenarios estudiados con lo propuesto en el presente estudio, la

Figura 10 muestra la demanda energética final estimada en cada escenario a 2050 y la composición de dicha matriz según los diferentes energéticos. En esta figura se muestran los escenarios *Actualización* y *Disrupción* del PEN (UPME, 2021a), el escenario de Descarbonización Profunda de la E2050 (Universidad de los Andes, 2021), y los dos escenarios indicativos Ruta a Cero Neto propuestos por Transforma en el presente estudio, para demanda alta y baja. De forma complementaria, la Tabla 2 muestra las emisiones brutas reportadas en los diferentes escenarios, como producto de dicha matriz de consumo final por energéticos, las emisiones capturadas que propone cada escenario y las emisiones netas finales que tendrían que compensarse por medio de fuentes naturales para lograr un cero neto. Para los escenarios indicativos Ruta a Cero Neto se muestran en paréntesis los valores estimados de emisiones si se consideran los factores de emisión para biomasa reportados por (Pelgrims et al., 2020) en la propuesta de actualización de escenarios de emisiones de GEI para Colombia (que a su vez son estimados a partir de la base de datos del IPCC). Para este escenario, la captura en la fuente se estima según lo necesario para una matriz eléctrica de cero emisiones, teniendo en cuenta que estos valores están dentro del potencial estimado por la E2050.

Figura 10. Consumo final de energéticos: histórico 2006 - 2019 (UPME, 2020) y en 2050 bajo diferentes escenarios [(UPME, 2021a) (Universidad de los Andes, 2021)] y (Transforma, 2022)]



Fuentes: (UPME, 2020; UPME, 2021a; Universidad de los Andes, 2021; y Transforma, 2022)

Como se muestra en la Figura 11, el *escenario actualización* del PEN (UPME, 2021a) considera una demanda creciente según la tendencia, en donde la energía es suplida con una composición similar a la que ha mantenido el país en los últimos 15 años; mientras que en el *escenario de disrupción* la demanda crece a un ritmo menor como resultado de mejoras en eficiencia energética y la introducción del hidrógeno como energético. Sin embargo, en este escenario aún se estiman emisiones de 53 Mt CO<sub>2</sub>eq asociadas con el consumo final de energía, equivalentes al 84% de lo que se emite en el consumo

final hoy (no incluye las emisiones en la producción de combustibles y electricidad) (UPME, 2021a). Estos escenarios ubican a Colombia muy lejos de la meta de la carbono neutralidad (Tabla 2).

Cabe mencionar que como parte de la meta de mitigación, Colombia se compromete a emitir como máximo 169.44 millones de tCO<sub>2</sub>eq en 2030 (equivalente a una reducción del 51% de las emisiones respecto a la proyección de emisiones en 2030 en el escenario de referencia), iniciando un decrecimiento en



las emisiones entre 2027 y 2030 tendiente hacia la carbono-neutralidad a mediados de siglo. En donde el sector de Minas y

Energía en su más reciente PIGCC, establece una meta integrada para todo el sector de 11,2 Mt CO<sub>2</sub>eq.

**Tabla 2. Emisiones asociadas al consumo final de energía bajo diferentes escenarios en MtCO<sub>2</sub>e**

Fuente	Emisiones brutas MtCO <sub>2</sub> e	Emisiones capturadas <sup>5</sup> MtCO <sub>2</sub> e	Emisiones netas a compensar MtCO <sub>2</sub> e
Histórico 2018	60 - 63	-	-
<b>Escenarios a 2050</b>			
PEN Escenario Actualización	90	-	90
PEN Escenario Modernización	75	-	75
PEN Escenario Inflexión	69	-	69
PEN Escenario Disrupción	53	-	53
Escenario below two degrees (B2DS) <sup>6</sup>	55	23	32
Recomendación escenario Ruta a Cero Neto - demanda alta <sup>7</sup>	19 (24)	4	15 (20)
Recomendación escenario Ruta a Cero Neto - demanda baja <sup>8</sup>	16 (21)	3	13 (18)

Fuente: (PEN, Delgado et al, 2020 y Transforma, 2022)

<sup>5</sup> Emisiones capturadas por medio de tecnologías de CCUS, según reporta cada estudio, y sin considerar captura por fuentes naturales.

<sup>6</sup> (Delgado et al., 2020)

<sup>7</sup> Valores aproximados suponiendo factor de emisiones de cero para biocombustibles modernos, como se explica en el capítulo 3. Los valores en paréntesis son estimados suponiendo emisiones mayores a cero para biocombustibles.

<sup>8</sup> Valores aproximados, suponiendo factor de emisiones de cero para biocombustibles modernos, como se explica en el capítulo 3. Los valores en paréntesis son estimados suponiendo emisiones mayores a cero para biocombustibles.

La mayor parte de las medidas de mitigación sectoriales asociadas a la NDC y relevantes para el sector de energía provienen o estarán plasmadas en los Planes Integrales de gestión del Cambio Climático Sectoriales (PIGCCS), formulados y en finalización, en donde están asociadas a medidas de eficiencia energética, gestión de la demanda y gestión de la electricidad para el Ministerio de Minas y Energía; aprovechamiento de biogás en rellenos sanitarios (generación de energía eléctrica) y construcción sostenible para el Ministerio de Vivienda, Ciudad y Territorio; promoción de proyectos de gestión de la energía y eficiencia energética en el sector de industria y procesos de producción sostenible en el sector cemento para el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo; movilidad eléctrica y sustitución de vehículos para el Ministerio de Transporte; y eficiencia energética para el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.

Otros ejercicios prospectivos han evaluado alternativas para una alta descarbonización del sector energético colombiano, como Delgado et al. (2020), la Universidad de los Andes (2021), cuyo modelo da soporte a la Estrategia Colombiana de Largo Plazo en Colombia (E2050) (Gobierno de Colombia, 2021), considerando una demanda creciente y concluyendo que la electricidad a partir de fuentes renovables debe ser la principal fuente de energía. Sin embargo, estos estudios no tienen en cuenta la contribución del hidrógeno en la descarbonización y soportan la descarbonización del transporte principalmente en el uso de biocombustibles. En la Figura 10 se muestra la composición de la demanda final de energía según el escenario de descarbonización profunda de (Universidad de los Andes, 2021). Adicionalmente, el escenario planteado por Delgado et al., (2020) consideran que

gran parte de la reducción de emisiones se dará a través de captura (Ver Tabla 2). Dado que no es claro cuál es el potencial de CCUS en Colombia, es posible que gran parte de esa captura se tenga que dar a través de compensaciones del sector AFOLU. Sin embargo, es de resaltar que los autores presentan un ejercicio de modelación riguroso, con recomendaciones valiosas para la descarbonización.

En la Figura 10 se muestran también las dos estimaciones para acercarse al país a una descarbonización en el consumo final de energía en los escenarios indicativos *Ruta a Cero Neto*. Estos escenarios indicativos son propuestos por parte de Transforma siguiendo la metodología que se describió en el capítulo 3. Los resultados de este ejercicio permiten analizar unas proyecciones mucho más cercanas a la carbono neutralidad de Colombia, orientando la participación en el consumo final de la electricidad, energías renovables, bioenergía, e hidrógeno, así como el rol de la eficiencia energética, los cambios de comportamiento y CCUS. Como se muestra en la tabla 2, las recomendaciones permitirían alcanzar unas emisiones netas cercanas a 15 MtCO<sub>2</sub>eq en un escenario de demanda alta, y de 13 MtCO<sub>2</sub>eq en uno de demanda baja, lo que es cercano, pero ligeramente superior a la meta establecida en la NDC (cuyo valor considera absorciones significativas por medio de fuentes naturales). Cabe resaltar que ninguno de los escenarios que se muestran en la Figura 11 consideran una reducción en la demanda de energía en comparación con la actualidad; una reducción en la demanda neta implicaría una mayor reducción de las emisiones.

Los escenarios que proyecta el PEN no consideran emisiones capturadas, ni un potencial uso de CCUS. El escenario *below two degrees* proyecta una captura



de 23 MtCO<sub>2eq</sub>, en donde es importante considerar que la tecnología de CCUS está por el momento, en desarrollo y nunca ha sido probada en Colombia. Sus costos son desconocidos, además el uso potencial de captura en escenarios de descarbonización exige una mayor investigación del potencial y los límites de CCUS en el futuro sistema energético colombiano. En este sentido, es más coherente realizar una apuesta en el mayor uso de otras fuentes de electricidad de bajas emisiones, incluidas la energía solar, eólica y bioenergía, así como a incrementos en la electrificación del transporte y la industria (Delgado et al., 2020).



## 5.1. Electrificación

El pilar de electrificación se refiere al proceso de sustitución de tecnologías que emplean combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural) por aquellas que utilizan la electricidad como fuente de energía. Según los recursos empleados en la generación de electricidad potencialmente se pueden reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> de los sectores transporte, residencial e industrial (RFF, 2021).

La electrificación constituye el principal pilar sobre el que se debe apoyar la descarbonización del sector energético en Colombia, desempeñando un rol catalizador para los demás pilares. La electricidad representó el 18% de la demanda total de energía en el país en el año 2019. De acuerdo con la IEA (2021), a nivel global la carbono-neutralidad requiere que este porcentaje alcance valores cercanos a 26% para el año 2030, y 49% para el año 2050, lo cual requiere un esfuerzo desde los sectores consumidores de energía, y modificaciones tecnológicas en el transporte y la industria.

Como se ha mencionado previamente, el sector energético corresponde al segundo mayor emisor de GEI en Colombia, su descarbonización no puede recaer en captura y compensaciones de emisiones, es necesario que la mayoría de las emisiones se reduzcan a partir de modificar el consumo, así como en la generación de la energía. En este capítulo se presenta el escenario que se propone desde Transforma, junto con las recomendaciones para los siete pilares de la descarbonización del sector energético.

Como se mencionó en el capítulo 2, el análisis de la IEA parte de una reducción de la demanda total de energía a nivel mundial, considerando que las economías de mercados emergentes y en desarrollo representarán el 75% del aumento global proyectado en la demanda de electricidad hasta el 2050. Por lo tanto, se espera que la demanda total en Colombia siga en aumento, así, el porcentaje de electricidad en la matriz de consumo deberá ser mayor al 50%, la cual debe ser cubierta a partir de una electrificación renovable.

En el marco de la E2050 se apuesta la electrificación de la economía colombiana, bajo condiciones costo efectivas. Se proyecta pasar de una electrificación del 18% al 26%, aunque la trayectoria para la carbono neutralidad requiere una participación de la energía eléctrica mucho mayor. El aumento en estas cifras conlleva una discusión en torno a los incrementos en la electrificación de los sectores, tales como transporte, industria y residencial.



El escenario más ambicioso del PEN 2020-2050 proyecta una participación del 29% en el año 2050, lo cual está alineado con la E2050. Se indica un aumento a nivel sectorial de la siguiente manera: 14% en transporte, 21% en industria, y 94% en el sector residencial. En este último, la UPME proyecta que la participación de la leña disminuye significativamente al ser reemplazada por la electricidad. En este sentido, para 2030 se proyecta un decrecimiento de 15.5% en el gas natural y un crecimiento de 59% en la participación de la electricidad, mostrando una alta electrificación en este sector (UPME, 2021a).

Sin embargo, la E2050 mediante un análisis sistemático elaborado por la Universidad de los Andes (2021), ha

explorado un conjunto de escenarios futuros con una mayor ambición en los cuales el país lograría la carbono neutralidad hacia 2050. Para ello es necesario avanzar hacia un mayor porcentaje en el uso de electricidad que alcance una participación entre el 41% y 67% en 2050. Es decir, más del doble de la apuesta planteada en dicha estrategia.

A la luz del ejercicio indicativo realizado por Transforma, el escenario *Ruta a Cero Neto*, indica un aumento significativo de la participación de la electricidad, estimando un 60% en la matriz de consumo final a 2050, y a nivel sectorial, muestra una participación entre 60% y 65% en transporte, 45% y 50% en industria, y 87% y 89% en sector residencial para el año 2050.

Tabla 3. Diagnóstico participación de la electricidad en el consumo final de energía

Hitos	Año	GLOBAL IEA		COLOMBIA		
		Meta Tabla 2.5 y Anexo A (World TFC)	Meta/Compromiso Colombia Estrategia 2050	Proyección PEN Escenario Disrupción	Recomendación Escenario de descarbonización profunda Universidad de Los Andes, 2021	Recomendación Escenario Ruta a Cero Neto Recomendación de Transforma, 2022
<b>Participación de la electricidad en el consumo final total</b>						
Participación de la electricidad en el consumo final total	<b>2020</b>	20%		<b>Línea base: 17%</b> <i>Fuente: PEN</i>		
	<b>2030</b>	26%	-	19%	25% - 35%	22%
	<b>2050</b>	49%	26%	29%	41% - 67%	60%
<b>Transporte</b>						
Participación de electricidad en consumo final en el transporte	<b>2020</b>	1%		<b>Línea base: 0.07%</b> <i>Fuente: BECO 2020</i>		
	<b>2030</b>	7%	-	7%	10%	5%
	<b>2050</b>	44%	-	14%	21%	60% - 65%
<b>Industria</b>						
Participación de electricidad en consumo final en la industria	<b>2020</b>	22%		<b>Línea base: 18%</b> <i>Fuente: PEN</i>		
	<b>2030</b>	28%	-	20%	54% - 75%	20%
	<b>2050</b>	46%	-	21%	-	45% - 50%
<b>Edificios</b>						



Hitos	Año	GLOBAL IEA		COLOMBIA		
		Meta Tabla 2.5 y Anexo A (World TFC)	Meta/Compromiso Colombia Estrategia 2050	Proyección PEN Escenario Disrupción	Recomendación Escenario de descarbonización profunda Universidad de Los Andes, 2021	Recomendación Escenario Ruta a Cero Neto Recomendación de Transforma, 2022
Participación de electricidad en consumo final en el sector residencial	2020	33%	<b>Línea base: 35%</b> <i>Fuente: PEN</i>			
	2030	43%	-	57%	55% - 81%	57%
	2050	66%	-	94%	-	87% - 89%

Fuente: (UPME, 2020); (UPME, 2021a); (Universidad de los Andes, 2021); (Gobierno de Colombia, 2021)

El uso directo de electricidad de bajas emisiones en lugar de combustibles fósiles en el consumo final es uno de los más importantes impulsores de la descarbonización a nivel global (IEA, 2021), y para Colombia deberá convertirse en uno de los principales pilares. Sin embargo, en este pilar las apuestas y proyecciones del país deberán aumentar su ambición, pues bien, en contraste con la modelación de la Universidad de los Andes (2021), y el escenario *Ruta a Cero Neto* indicativo de Transforma, la participación de la electricidad cuenta con diferencias significativas de lo que debería alcanzar en una trayectoria hacia la carbono neutralidad.

A nivel sectorial no se han planteado metas y/o compromisos vinculantes frente a un aumento en la participación de la electricidad, pero el PEN ha realizado las proyecciones para cada sector. Como se mencionó anteriormente la participación de la electricidad en el consumo final deberá ser mucho mayor que las apuestas y proyecciones que viene planteando el país, en donde consecuentemente una mayor ambición conlleva a que los consumos de electricidad en transporte, industria, y residencia aumenten en una mayor proporción.

En el sector de transporte, tanto las proyecciones del PEN como las recomendaciones de la Universidad de los Andes (2021) no se alinean con las tendencias mundiales que le apuestan decididamente hacia una alta electrificación del transporte. En este sentido las dinámicas de crecimiento económico y urbanización en el país, así como el crecimiento acelerado de las próximas décadas, generan una oportunidad para fortalecer e impulsar la electrificación en el país.

A nivel mundial en el sector industrial las tecnologías actuales indican que el potencial de electrificación en la industria es mucho más amplio; la Universidad de los Andes (2021) indica que los consumos de electricidad entre 2030 y 2040 aumentarán en el sector industrial entre 54% y 75%, y el escenario *Ruta a Cero Neto* de Transforma se indica un potencial de participación de electricidad del 45% a 2050. Así, las proyecciones del país tienen una diferencia significativa frente al potencial de electrificación que tiene la industria colombiana.

Finalmente, según el PEN, para el sector residencial en el año 2050 se proyecta una participación del 94%, en donde bajo los supuestos construidos se evidencia que para ese mismo año la participación de la leña desaparece a razón de la





electricidad. Sin embargo, desde el escenario *Ruta a Cero Neto* planteado por Transforma se considera que en algunas regiones aisladas las soluciones de paneles solares no podrán suplir el 100% de la demanda energética, así mismo, un porcentaje de la población continuará con el uso la leña como parte de su cultura y tradición, y no se deberá forzar el cambio de leña a combustibles como el GLP, sino fortalecer e impulsar la reconversión a estufas eficientes.

### 5.1.1. Recomendaciones para la carbono neutralidad

Uno de los principales retos para alcanzar la carbono neutralidad en 2050 es pasar de una economía con bajos niveles de electrificación a una electrificada cuya generación provenga exclusivamente de fuentes renovables. A continuación se presentan los hitos que se deberán

alcanzar en cada uno de los sectores para avanzar hacia los niveles de electrificación que permitan direccionar al país hacia la carbono neutralidad para el 2050:

- **Transporte**

Si bien el transporte de bienes y personas es relevante para habilitar el comercio, generar encadenamientos productivos, facilitar las actividades diarias y contribuir a la cohesión territorial, representa el 12.5% de las emisiones de GEI totales de Colombia (IDEAM, Fundación Natura, PNUD, MADS, DNP, CANCELLERÍA. 2021). Al ser un sector altamente consumidor de combustibles fósiles, avanzar hacia la carbono neutralidad implica reconvertir el parque automotor con vehículos eléctricos. En la figura 11 se muestran las emisiones del sector transporte, en donde el tipo de transporte terrestre es el mayor emisor contribuyendo con 29,601 Gg de CO<sub>2</sub>eq para el año 2018.

Figura 11. Emisiones del sector transporte en Colombia para el año 2018 (Gg de CO<sub>2</sub>eq)



Fuente: (IDEAM et al., 2021)

La electrificación del transporte que plantean las proyecciones del PEN y las recomendaciones de la modelación de la Universidad de los Andes (2021) necesitará aumentar su ambición en una trayectoria hacia la carbono neutralidad a

2050. Partiendo del escenario *Ruta a Cero Neto*<sup>9</sup>, considerando la matriz de consumo final a 2050, el parque automotor de pasajeros (privado, público, urbano e

<sup>9</sup> Nombre dado al ejercicio elaborado por Transforma



interurbano) deberá ser entre 80 y 90% eléctrico (superior al 70%) y de Hidrógeno. Paralelamente, el escenario de descarbonización profunda de la Universidad de los Andes estima que para el año 2050 entre el 80% y 100% de vehículos pasajeros urbanos serán de tecnología cero o bajas emisiones, es decir, eléctrico, hidrógeno, biogás, etc. (superiores al estándar mínimo requerido en la legislación vigente).

Frente a esta recomendación se deben resaltar diversos aspectos: (i) el escenario de descarbonización profunda que sugiere la E2050 indica que el 21% del transporte sea eléctrico (Universidad de los Andes, 2021), mientras que la IEA señala que deberá ser del 44% para lograr una carbono-neutralidad; (ii) el uso de biocombustibles debe darse principalmente en mezcla con combustible fósil y únicamente para los pocos vehículos de combustión interna remanentes (que aún estén pendientes por reemplazar); y (iii) contrario a con lo establecido en la E2050, no se debe recaer en un parque automotor a base de biocombustibles, pues a pesar de que las emisiones en su ciclo de vida son menores que las de combustibles fósiles,

estas no son cero, como se ha considerado en diferentes escenarios. De hecho, en la propuesta de actualización y consolidación de escenarios de emisiones de GEI en Colombia, Pelgrims et al., (2020) utilizan valores aproximados de 0.05 GgCO<sub>2</sub>eq/PJ para diferentes biocombustibles como biogás, bioetanol, biodiesel, bagazo, entre otros (Pelgrims et al., 2020), que en muchos casos puede ser comparable con los factores de emisión del gas natural. Finalmente, es necesario considerar que una alta dependencia de biocombustibles requeriría grandes extensiones de tierra, lo que implicaría a su vez grandes impactos ambientales y sociales. Se recomienda tener una visión holística sobre estos efectos antes de considerarlos como la principal alternativa de descarbonización del transporte.

La transición en las formas de transporte ha sido contemplada metodológicamente a partir de tres campos de acción "Evitar-Cambiar-Mejorar", de acuerdo con Dalkmann et al (2007) este consiste en (i) evitar o reducir el número de viajes, (ii) cambiar hacia modos más eficientes y (iii) mejorar la eficiencia del transporte motorizado (Figura 12).

Figura 12. Marco metodológico "evitar-cambiar-mejorar"



Fuente: Dalkmann et al (2007)

Tanto la Ley 1964 de 2019 como la Estrategia de Movilidad Eléctrica procuran

los cambios modales promocionando los vehículos eléctricos y de cero emisiones.



Si bien estas actividades generarán impactos inmediatos de mitigación, involucran retos políticos y económicos ambiciosos.

En el marco de las recomendaciones de Transforma, se sugiere priorizar la gestión sobre el transporte público. Actualmente ya existe una normativa habilitante, no obstante, se requerirán modificaciones para orientar la carbono neutralidad. A continuación se abordan cada una de las propuestas explicando la apuesta técnica, el soporte normativo y las modificaciones que se requieren:

### **I. El 100% de las compras de vehículos para sistemas de transporte público deberán ser eléctricos a partir del 2023**

Tal como lo establece la Ley 105 de 1993, por su carácter de servicio público, el transporte es regulado en términos de operación, control y vigilancia, seguridad, oportunidad y calidad por parte del Estado. Si bien las ciudades son responsables de implementar las acciones tendientes a garantizar el reemplazo de las flotas de transporte público de pasajeros, la Ley 1964 de 2019 también estableció para las empresas de colectivos de pasajeros y mixtos un rol activo que brinde facilidades mediante programas periódicos de reposición.

La renovación depende de la determinación de vida útil máxima de los vehículos, así, la Ley 105 de 1993 estableció 20 años para el transporte público de pasajeros, norma modificada por la Ley 2198 de 2022, la cual amplió este tiempo cuatro años adicionales. Por otro lado, la Ley 1964 de 2019 obliga a las entidades territoriales a cambiar la flota pública en porcentajes y tiempos fijos hacia vehículos eléctricos (10% para 2025, 20% para 2027, 40% para 2029, 60% para 2031, 80% para 2033 y 100% para 2035). Estas normas constituyen una dupla que

soporta la estrategia, no obstante, los tiempos deben replantearse, pues no puede esperarse hasta el 2025 para iniciar el cambio vehicular; y deben ampliarse a los demás medios de transporte del sistema integrado, como alimentadores, taxis y bicicletas. Por otro lado, también deben plantearse porcentajes más grandes, puesto que, de acuerdo con los datos del Ministerio de Transporte (2005), el mayor número de vehículos intermunicipales corresponde a modelos que oscilan entre 1991 y 2003 (62%).

Priorizar el transporte público se soporta en que constituye un campo de acción institucional, pero también en el impacto que genera en términos de emisiones de GEI. De acuerdo con la encuesta de movilidad realizada por la *Red de Ciudades Cómo Vamos*, para el año 2019 en las principales ciudades del país (Barranquilla, Bogotá, Cali y Medellín) el transporte público representó entre el 50-60% de los viajes; y, en el resto de los municipios considerados, el uso del transporte público es empleado en un promedio de 21%. La gestión en ciudades con sistemas de transporte masivo posiblemente tiene ventajas, pero en las ciudades que no cuentan con estos también será indispensable el recambio de la flota por medios cero emisiones.

Como se mencionó anteriormente, la Ley 2198 de 2022 extiende la vida útil de los vehículos hasta por 4 años más, si bien constituyó una nueva alternativa para impulsar la reactivación económica del sector, en el marco de la carbono neutralidad será indispensable modificar la ley para reducir los tiempos de vida útil de estos vehículos, pues la obsolescencia del parque automotor se asocia con bajos rendimientos energéticos y altas emisiones de material particulado y GEI.

En consecuencia y bajo el principio de rigor subsidiario, las entidades territoriales pueden ser más exigentes que las normas



nacionales, pero nunca menos restrictivas, por lo tanto, las diferentes ciudades del territorio nacional podrán aumentar su ambición disminuyendo los tiempos de vida útil de los vehículos considerando sus metas y problemas asociados con las emisiones del sector de transporte.

**II. Disminuir paulatinamente la demanda de transporte (en kilómetros recorridos por persona al año) y la demanda de vehículos particulares (el cual se ha incrementado en 8% anualmente durante los últimos años)**

Esta estrategia se refiere a la acción *Mejorar*, y requiere que todas las ciudades principales e intermedias actualicen los planes de movilidad promoviendo el uso de transporte público alimentado con energía renovable. Es importante resaltar que el escenario modelado en la E2050 estima que el transporte público debe suplir el 70% de la demanda de transporte de pasajeros en 2050 (Universidad de los Andes, 2021), también plantea que la intensidad energética del transporte carretero de pasajeros (MJ/pkm) se reduciría a la mitad en 2050, comparado con el año 2015 por el cambio modal y la electrificación (Universidad de los Andes, 2021).

La eficiencia y calidad del transporte público, los servicios integrados y expansión del servicio de transporte público, así como los conocidos Autobuses de Tránsito Rápido (BRT por sus siglas en inglés) han mostrado ser eficientes, en la reducción del uso del vehículo privado. Deberán darse mejoras en el servicio de transporte público frente a la eficiencia en el funcionamiento reduciendo las demoras, haciendo un servicio más cómodo, seguro y de calidad que evite que los usuarios migren hacia vehículos particulares. Las tarifas también pueden modificarse de tal forma que se

procure el incremento en el volumen de pasajeros.

La integración del sistema de transporte debe ser organizada, con infraestructura y tecnología adecuada que permita realizar análisis de impactos ambientales y reducciones de GEI, lo cual involucra mejorar la infraestructura peatonal, senderos y rutas para bicicletas, así como instalaciones seguras para estacionar las bicicletas, entre otros (BID, 2013).

**III. Prohibir la venta de vehículos de combustibles fósiles en el 2035, como lo recomienda la IEA, e implementar un programa de retiro programado de todo el parque automotor que hace uso de combustibles fósiles**

El cambio y la mejora de los vehículos en el transporte de pasajeros privados depende de la voluntad personal. De acuerdo con la Red Ciudades Cómo Vamos (2019) el uso de vehículos particulares representa el 27-29%, y los viajes a pie y en bicicleta solo el 7% y 5% respectivamente, por tanto, también se debe promover la renovación de los vehículos privados.

El país se caracteriza por la obsolescencia del parque automotor, representando una gran barrera cultural, económica y técnica. De acuerdo con el balance de Energía Útil, para el sector transporte, los factores de "eficiencia actual" estimados se calculan a partir de la relación entre los rendimientos actuales de los tipos de vehículo y combustible utilizado, con respecto a los rendimientos de la mejor tecnología disponible (rendimientos BAT). En el transporte privado de pasajeros el factor de eficiencia es en promedio de 22%, y para el transporte público de pasajeros tienen es de 17%. Sin embargo, el factor de eficiencia de cada tipo de vehículo es bastante diferente (UPME, 2019a).





Facilitar el acceso de los vehículos nuevos eléctricos ha sido una estrategia mundial; la Ley 1964 de 2019 establece incentivos tributarios tales como: (i) el valor del impuesto vehicular no puede superar el 1% del valor comercial, (ii) 10% de descuento en el seguro obligatorio, (iii) quedar exentos de restricciones de movilidad como el día sin carro y el pico y placa, (iv) se le aplican descuentos en las revisiones técnico mecánicas, (v) las entidades territoriales pueden promover incentivos complementarios, y (vi) se fomentan parqueaderos con espacios exclusivos para este tipo de vehículos.

Sin embargo, en el Decreto 221 de 2020 no se contemplan incentivos tributarios que promuevan la desintegración de los vehículos particulares de combustión interna para facilitar la transición hacia vehículos eléctricos (el Ministerio de Transporte desarrolló la guía ambiental para el tratamiento de vehículos al cumplir su vida útil desde el 2015), tampoco se diferencian los incentivos tributarios (L. 1964) beneficiando a los eléctricos sobre los híbridos, o las mejores tecnologías, y, adicionalmente, no se fomenta la estrategia de reconversión de los vehículos. En este sentido, servirán como ejemplo las experiencias de reconversión de vehículos a combustión interna por vehículos a gas, así como aquellas ejecutadas en otros países en donde se fomenta la industria local, se otorgan bonos que pueden ser hasta de 7.500 euros, y se eliminan los costos de importación y el IVA.

En consecuencia, aunque existen incentivos tributarios para la adquisición de vehículos eléctricos o bajos en emisiones, no son suficientes, ni son tan altos como para que la población pueda acceder a uno. Esto no solo tiene una afectación en términos de la carbono neutralidad, sino que también pueden promover incrementos en las brechas sociales. Así mismo, los escenarios de la

Universidad de los Andes (2021) indican que para el año 2030 y 2040 será necesario realizar una evaluación de requerimientos para fijar como fecha de último ingreso de vehículos nuevos con motores de combustión interna, denotando así la importancia de fortalecer los diferentes incentivos en el marco de este pilar.

En lo que corresponde al uso de las motocicletas, de acuerdo con la ANDI y FENALCO (2021), uno de cada siete colombianos tiene una motocicleta, con dominio en los departamentos de Antioquia, Cundinamarca y Valle del Cauca. De las motocicletas registradas muy pocas corresponden a movilidad eléctrica, para el año 2019 se registraron en total 604.960, de las cuales únicamente 28 fueron eléctricas. Los incentivos para el reemplazo de vehículos particulares deben promover el recambio de motocicletas por eléctricas, mucho más si se tiene en cuenta que el costo y tiempo de vida útil de las motocicletas es menor que el de los automóviles.

Con base en lo anterior, hace falta una norma que regule la vida útil de las motocicletas (como máximo en 15 años); que obligue a salir de circulación antes del 2050 todo el parque automotor obsoleto; aplicable para todos los tipos, es decir de pasajeros, carga, público y privado; y que prohíba la venta de vehículos de combustión interna a partir del año 2035. Actualmente las normas que existen con respecto a los impuestos de los vehículos castigan los avances tecnológicos, por ende la eficiencia energética, como se refleja en los elevados precios que se debe pagar por los impuestos de los vehículos modernos que son los que cuentan con un mayor avalúo y menores emisiones de GEI, por otra parte, los vehículos más antiguos cuyo precio se ha devaluado por el transcurso del tiempo pagan menos impuestos, premiando la obsolescencia



de estos. De esta manera, debe existir un reenfoque en las normas de tal manera que estas no premien la obsolescencia y la ineficiencia energética, como ocurre actualmente,

#### **IV. Crear la infraestructura que habilite la electrificación del transporte**

La Ley 1964 recomienda realizar modificaciones de infraestructura que habiliten el uso de vehículos eléctricos, como instalar estaciones de carga. En Europa, estudios de inversión han demostrado que se requieren incrementos cercanos al 6% del presupuesto actualmente asignado a la infraestructura vial, para que se puedan instalar las estaciones de recarga (Torres-Pamplona et al, 2020).

La mencionada norma también señala que los municipios de categoría especial proporcionarán como mínimo cinco estaciones de carga rápida, y a Bogotá le establece la obligatoriedad de contar como mínimo con veinte. Se resaltan tres aspectos: (i) la Ley no exige a los municipios desarrollar la infraestructura por la baja oferta de vehículos eléctricos, constituyendo un factor positivo para la estrategia que se propone de electrificación del transporte, (ii) no establece la obligatoriedad, sino que da la posibilidad de cumplir con la meta, pues su redacción señala: "... los municipios... podrán garantizar que existan en sus territorios...", dejando un riesgo de cumplimiento que constituye una barrera importante para la reconversión de los vehículos, y (iii) encarga al MME reglamentar las estaciones de servicio de combustible fósil para incluir puntos de recarga de vehículos eléctricos, sin fijar un tiempo, por lo que se sugiere que la regulación sea expedida por el MME antes de finalizar el año 2023.

La infraestructura es responsabilidad de las entidades territoriales, por lo que las instituciones deben reforzar su capacidad técnica para entender y planear el tema. También deberán priorizar recursos para la conformación de la infraestructura, esta destinación de recursos es complejo en ciudades y municipios que tienen grandes retos sociales, económicos y ambientales que rápidamente son priorizados, por lo que se debe fomentar el entendimiento y fortalecimiento de capacidades locales, para que el tema tome la relevancia del caso.

#### **V. Estrategias integrales para el transporte de carga**

En el marco del transporte de carga es prioritario realizar una evaluación de costo-efectividad de medidas como el cambio tecnológico en el parque automotor en comparación con la implementación de corredores férreos; los costos de creación de estaciones de abastecimiento eléctrico y de hidrógeno, el mantenimiento de malla vial; analizar si el mismo costo de cambio de vehículos es menor o mayor que el costo de un sistema férreo eléctrico; y, por supuesto, comparar el potencial de reducción de emisiones.

En cualquier caso, para la flota de vehículos de carga remanente debe seguirse una política similar a la de vehículos particulares, en la cual se prohíba la venta de vehículos de combustibles fósiles antes del año 2035 y, de manera paralela se fortalezca el uso de combustibles basados en hidrógeno y biocombustibles modernos en los casos en los que el transporte eléctrico no pueda suplir las necesidades. De acuerdo con los escenarios de la Universidad de los Andes (2021), los combustibles líquidos mayoritariamente cero emisiones atienden el 78% de la demanda de movilidad de carga en 2050, la



electricidad el 21% y el gas natural el 1 % restante.

Sin embargo, a la luz del escenario *Ruta a Cero Neto* aproximadamente el 80% de la flota de vehículos de carga deberá ser de bajas emisiones (50% eléctricos y 25% a base de H<sub>2</sub>) para el año 2050, con un porcentaje mayor en carga urbana. En cualquier escenario será necesario fortalecer las infraestructuras de carga, dando cumplimiento a lo planteado por la Universidad de los Andes (2021): a 2050 se deberá conformar la red pública de estaciones de carga eléctrica urbana e interurbana, apostándole a corredores interurbanos conformados por vías secundarias con estaciones de carga rápida cada 100 Km.

Frente al transporte público de carga el Decreto 1517 de 2016 define procedimientos del Programa de Promoción para la reposición y renovación de este tipo de vehículos para reglamentar la edad máxima permitida para el parque automotor, para el cual en el año 2013 se señalaba que el 41% era superior a los 20 años. El Registro Único Nacional de Desintegración Física de Vehículos e Ingreso de Nuevos Vehículos de Transporte Terrestre Automotor de Carga (RUNIS TAC) contendrá la información que permita hacer seguimiento a las condiciones del parque automotor, adicionalmente el Programa de desintegración de vehículos del Ministerio de Transporte establece la articulación con la política integral de residuos, de desechos peligrosos, de prevención y control de la contaminación del aire, así como con la de Producción y Consumo Sostenible, entre otras, las cuales implican la destinación de fondos del Estado para la gestión, es necesario que se evalúen sus avances para determinar lecciones aprendidas y cuellos de botella. También es importante señalar que el Decreto 478 de 2021 fija en cinco

años el periodo de vida útil de los vehículos destinados a rutas escolares.

De acuerdo con el Plan Maestro Ferroviario el transporte férreo suple hoy el 20% de la demanda de transporte de carga. Sin embargo, en la política actual no se tienen metas sobre qué porcentaje se atenderá en el futuro. En este sentido, el transporte terrestre debería ser una alternativa solo en los casos en que no sea posible el transporte férreo. Además, no se brinda una claridad del tipo de energético se utilizará en los programas de reactivación de ferrocarriles (DNP, 2020). Si bien se señalan inconvenientes técnicos con respecto a la trocha angosta yárdica o si debe migrar a la trocha estándar (los trenes de alta velocidad y las locomotoras diésel más avanzadas requieren de trocha estándar -BID, 2016) es importante mencionar que la actual taxonomía verde incluye una flota vehicular de carga con cero emisiones directas, dando como resultado un incentivo a la adquisición y renovación del sector férreo (Gobierno de Colombia, 2022). Según el Rail Delivery Group los trenes eléctricos emiten 60% menos que los de diésel, por lo que será relevante que el país no realice una apuesta en locomotoras diésel, que tienen un rendimiento energético bajo, aproximado en 30% (Zhang, 2015 señala que de 100 litros más de 70 se transforman en calor y contaminantes), o gas, sino que plantee el desarrollo de tecnologías limpias, o duales, como la eléctrica - hidrógeno optimizando la gestión de los recursos.

#### ● **Industria**

Actualmente la electricidad suple el 12% de la demanda energética del sector, ya que los combustibles fósiles son empleados para los procesos de calor directo e indirecto. No obstante, por lo menos la mitad de la demanda de energía de los procesos industriales pueden hacer uso de la electricidad (industrias como





alimentos, bebidas, tabaco, textiles, papel y cartón, químicas, entre otras), y en este sentido, la UPME estima que cerca del 25% de la demanda energética de la industria se podría electrificar (UPME, 2021a). Así mismo, los escenarios de la Universidad de los Andes (2021) estiman que en 2050 el consumo industrial de electricidad debería estar entre 85 y 200 TWh. Para ello se debe tener presente que a nivel mundial ya se desarrolló la tecnología a escala comercial para electrificar la mayoría de los procesos industriales, así como para procesos que requieren temperaturas de hasta 1000 °C (Roelofsen et al., 2020).

Sin embargo, también se deberán considerar las tecnologías de hidrógeno y CCUS para las reducciones de emisiones en la industria pesada para el 2050, las cuales serán descritas en los capítulos posteriores. Estas tecnologías permiten el suministro de grandes cantidades de calor a alta temperatura, que en muchos casos no puede ser proporcionado fácilmente por la electricidad con las tecnologías actuales.

Ahora bien, se debe considerar que si se tiene en cuenta la oportunidad que representa el hidrógeno verde en Colombia, la demanda de electricidad en la industria puede ser superior al 50%. Se requerirán 40-60 GW de potencia instalada, gran parte de la cual puede suplirse a través de generación distribuida, mientras que la capacidad instalada de energía renovable actual es de aproximadamente 12 GW. Finalmente, los procesos que requieren temperaturas superiores a los 1000 °C pueden apoyarse en el consumo de hidrógeno y biocombustibles modernos.

- **Residencial**

En el sector residencial, la meta más próxima en términos de electrificación es lograr proveer con energía eléctrica los

cerca de 500 mil hogares ubicados en la ZNI. Por un lado, esto incrementa la cobertura nacional de servicio, pasando de 96.3% en 2018 (DANE, 2019) a 100% en 2030 (UPME, 2019); y, por otro lado, la electrificación debe asegurarse a partir del uso de fuentes renovables. Esto se puede lograr a través de interconexión al SIN en los casos en que sea factible, así como mediante la instalación de microrredes en municipios y centros poblados, junto con soluciones individuales, como paneles solares con almacenamiento de energía para hogares dispersos.

Será necesario sustituir el consumo de gas natural y gas licuado de petróleo (GLP) para disminuir la dependencia en combustibles fósiles, y seguir avanzando en la reducción de consumo de leña en fogones tradicionales, no solo por las implicaciones en términos de eficiencia energética, sino también por los efectos nocivos en la salud humana. El sector residencial urbano deberá abastecerse entonces en su totalidad con energía eléctrica mediante un *programa de reemplazo* de uso de gas natural y GLP para cocción, por fogones eléctricos eficientes.

Es importante resaltar que según estimaciones de Arias-Gaviria *et al.*(2021), el presupuesto anual del FAZNI<sup>10</sup> (actualmente fusionado al FONENERGÍA<sup>11</sup>) no es suficiente para alcanzar la meta de electrificación de ZNI a 2030 y lograr la sustitución de plantas diésel por sistemas híbridos con fuentes renovables y almacenamiento, por lo que será necesario movilizar recursos del sector privado, y considerar el potencial ahorro que implica para el gobierno reemplazar el uso de diésel por fuentes no convencionales.

<sup>10</sup> Fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas no interconectadas

<sup>11</sup> Fondo Único de Soluciones Energéticas





El uso de este tipo de fuentes de financiamiento de los fondos previamente señalados es una oportunidad para masificar la implementación de proyectos de FNCER, en lugares donde el mercado tendría mayores limitaciones para promover estas tecnologías, como son las ZNI. En este sentido, es una oportunidad para utilizar este instrumento para cubrir brechas del mercado y complementar los incentivos tributarios.

La reestructuración institucional definida en la Ley aumenta las herramientas del sector para promover la transición energética. La mayor disposición de fondos y libertad de alcances, así como la creación de una unidad especializada de estructuración, gestión y seguimiento de proyectos podrían ser aspectos importantes para que los fondos tengan impactos tangibles en el sector, a la escala que se necesita. Sin embargo, es necesario trazar una hoja de ruta y una estrategia de inversión que armonice la función de ambos fondos, mientras que prioriza de manera explícita las medidas más costo-eficientes según los objetos de cada fondo y en especial, con respecto a las emisiones de GEI.

Hasta el momento, la mayor parte de los esfuerzos de los fondos de energía se han concentrado en incrementar el acceso bruto a la energía eléctrica en zonas apartadas del país. Sin embargo, el impacto de la falta de confiabilidad del acceso a energía eléctrica en zonas más densamente pobladas es también un problema urgente que debería ser atendido por los fondos. Estos deberían mediar la amplia desigualdad en las horas diarias a las que tienen acceso algunas regiones del país, en lugares donde puede existir la conexión del servicio, con una baja calidad.

Aunque se alcance la meta de que el 100% de los hogares rurales tengan acceso a electricidad, esta representará

cerca del 50% de la demanda de energía de dichos hogares, y se deberá contar con otros energéticos como la leña principalmente para la cocción. Es necesario considerar que un porcentaje del consumo actual de leña se da por motivos culturales y de tradición, por lo que una política con enfoque de transición justa y respetuosa con las comunidades deberá promover el reemplazo de fogones por estufas de leña más eficientes, en lugar de eliminar ese uso y crear una nueva dependencia de combustibles fósiles con GLP. Así, de forma agregada, la electricidad deberá abastecer al menos el 84% de la demanda total de energía en el sector residencial.

- **Comercial y público:**

La demanda energética del sector comercial actualmente se suple en un 67% con electricidad, 25% con gas natural y 7% con GLP (UPME, 2020). El escenario de disrupción del PEN estima una tendencia similar a la actual, con un aumento en la dependencia del gas natural en este sector. El camino a la carbono-neutralidad y reducción de la dependencia hacia los combustibles fósiles requiere una electrificación de al menos 90% del sector comercial. Será necesario impulsar un reemplazo de gasodomésticos por electrodomésticos, y la generación distribuida a partir de paneles solares como estrategia de electrificación, pues se puede aprovechar el potencial de las superficies de techos en las edificaciones.

Finalmente, es relevante resaltar que la demanda de aire acondicionado, tanto en el sector residencial como comercial y público, constituye un riesgo para los objetivos de la carbono-neutralidad, principalmente porque incrementa la demanda total de energía y, por otro lado, porque aumenta las emisiones de GEI derivadas de refrigerantes; finalmente, se emiten flujos de aire caliente a la



atmósfera, lo que refuerza los efectos de isla de calor (Arias-Gaviria et al., 2018). Sumado a esto, se espera que la demanda de aire acondicionado a nivel mundial aumente en un 35% como resultado del cambio climático (Santamouris, 2016), por lo que es necesario pensar en soluciones bajas en carbono para el enfriamiento de espacios

(o calefacción en las ciudades más frías) desde el mismo diseño de las edificaciones. Por ejemplo, se pueden incluir elementos de calefacción o enfriamiento radiante en el diseño de las estructuras (W/WF India, 2020), y distritos térmicos basados en aguas de mar profundo para aires acondicionados en zonas costeras (Arias-Gaviria et al., 2018).



## 5.2. Energía Renovable

El reporte de la IEA establece dos aspectos claves relacionados con la oferta y la demanda a nivel global, desde la oferta, la participación de las fuentes renovables debe pasar de 29% que representaron en el año 2020 a 61% al 2030 y 88% a 2050. En este sentido, la descarbonización del sector energético de Colombia involucra una amplia participación de las fuentes renovables, al constituir un factor clave en la generación de electricidad y por ende en los sectores de transporte, residencial e industrial (IEA, 2021).

Dada la geografía y riqueza fluvial colombiana la matriz de generación eléctrica ha dependido en su mayoría del recurso hídrico, con un 68% de participación en capacidad instalada hidráulica (UPME, 2021a) que permite cubrir el 70% de la generación en años secos (años con presencia del fenómeno de El Niño), más del 80% en años lluviosos (SIEL, 2022) y en específico para el año 2020 correspondió a 72%. A pesar de que Colombia tiene un punto de partida importante con la participación de energía a partir de fuentes renovables en la generación de energía eléctrica -partiendo con una participación del 72% en el año 2020 -, el reto comienza en la diversificación de la matriz energética con fuentes renovables no convencionales que le garanticen al país una generación confiable y precios estables en épocas de sequía, y que además pueda soportar el

crecimiento exponencial de la demanda eléctrica como resultado de electrificación de industria y transporte.

Si bien Colombia no presenta actualmente metas vinculantes de aumento en la participación de renovables, el Plan de Expansión de referencia Generación y Transmisión 2020-2034 proyecta una participación superior al 90% para el año 2030 y 93% para el 2050, en el mejor escenario. Sin embargo, estudios como el de Henao & Dwyer (2020) indican que el plan de expansión eléctrica para Colombia (como está previsto actualmente) es insuficiente para satisfacer la demanda eléctrica hasta el 2032. Por lo tanto, el gobierno debe incentivar futuras inversiones en proyectos para asegurar el suministro de energía en el mediano plazo, en donde la energía solar y eólica resultan ser las mejores opciones para ampliar la capacidad del sector eléctrico.

La Universidad de los Andes (2021), en el escenario *de descarbonización profunda* indica que para lograr la descarbonización la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables debe duplicarse para el año 2050. Así, las aproximaciones de dicho escenario indican que la participación de renovables en la matriz de generación eléctrica será de un 77% para el 2030 y de 98% para el año 2050. Esta expansión deberá darse principalmente en energía renovable no





convencional, pero deberá garantizarse la confiabilidad del servicio, como lo brinda la generación tradicional basada en fuentes fósiles (Universidad de los Andes, 2021).

Sin embargo, estudios como Henao & Dyner (2020) y las estimaciones de la *Ruta a Cero Neto*, indican las proyecciones del Plan de Expansión de referencia

Generación y Transmisión 2020-2034 serán insuficientes para soportar una alta electrificación del transporte y la producción de hidrógeno verde, en cuyo caso la generación deberá cuadruplicarse. Así mismo, incrementan la ambición al 2030, año para el cual deberá alcanzar una participación del 90% de renovables en la generación de energía eléctrica.

Tabla 4. Diagnóstico participación de las renovables en la generación de energía eléctrica

Hitos	Año	GLOBAL IEA		COLOMBIA		
		Meta Tabla 2.6 y Anexo A (World Elec)	Meta/Compromiso Colombia PND 2018-2022	Proyección Plan Expansión 2020-2034: Escenario muy largo plazo 1	Recomendación Escenario de descarbonización profunda Universidad de Los Andes, 2021	Recomendación Escenario Ruta a Cero Neto Recomendación de Transforma, 2022
<b>Sector eléctrico</b>						
Participación de las renovables en la generación eléctrica	<b>2020</b>	29%	<b>Línea base: 72.19%</b> <i>Fuente: Plan Expansión 2020-2034</i>			
	<b>2030</b>	61%	-	92%	77%	90%
	<b>2050</b>	88%	-	93%	98%	98%
<b>Sector eléctrico Capacidad eléctrica (GW)</b>						
Renovables total	<b>2020</b>	2,994	<b>Línea base: 11.9</b> <i>Fuente: PEN</i>			
	<b>2030</b>	10,293	23.4	21.2	16.1	24-29
	<b>2050</b>	26,568	-	37	91-120	100-130*
Renovables no convencionales total	<b>2020</b>	1,661	<b>Línea base: 0.036</b> <i>Fuente: PEN</i>			
	<b>2030</b>	8,417	1.5	8.2	9.5	21.9-22.5
	<b>2050</b>	23,544	-	19.7	72.6-108	80-100

Fuente: (UPME, 2021); (UPME, 2021a); (Universidad de los Andes, 2021); (Henao & Dyner, 2020)

\* Esto incluye 40-60 GW que se necesitarían para la producción de hidrógeno verde. Incluye hidroeléctricas a gran escala

Es importante considerar que la incorporación de energías renovables, en especial las provenientes de fuentes no convencionales, produce un impacto tanto en la oferta de energía primaria como en la composición de la matriz de generación eléctrica, por lo que en todos los escenarios planteados se encuentra la

necesidad de ampliar significativamente la capacidad instalada (UPME, 2021a).

Este incremento conlleva retos y riesgos asociados con impactos ambientales, conflictos territoriales, sociales y disponibilidad de materiales para el desarrollo de estas tecnologías,



principalmente. Los retos ambientales se pueden evidenciar principalmente en la instalación de proyectos de generación de electricidad a partir de centrales hidroeléctricas que implican la construcción de un embalse que tiene fuertes impactos limnológicos, las turbinas eólicas también tienen riesgos ambientales asociados al movimiento de las aspas que generan cambios en la dinámica del viento, muerte de aves y quirópteros por colisión y barotrauma y alteración de las rutas de vuelo de aves y quirópteros, entre otros (González Rivera et al., 2014).

Los conflictos territoriales se presentan en el desarrollo de cualquier proyecto en donde exista una superposición con comunidades étnicas, por lo que es necesario contar con el consentimiento a través del procedimiento de consulta previa. La obtención de este consentimiento ha retrasado la construcción de varios proyectos, especialmente solares fotovoltaicos y eólicos que se encuentran en etapa de licenciamiento en La Guajira. La fuerte penetración de estas tecnologías puede provocar un cambio en las tradiciones y costumbres de los pueblos étnicos, las actividades económicas del sector y en las variables demográficas, debido a la fuerte influencia de foráneos en el sector.

Finalmente, el incremento en la capacidad instalada implica una gran demanda en materias primas a nivel mundial para el desarrollo de las tecnologías, ya que en Colombia no se desarrollan estas tecnologías existe una dependencia de parte de Estados Unidos, China y Europa, principales importadores de los insumos. El aumento en materias primas para la construcción de los materiales puede favorecer la explotación minera en el territorio nacional para poder suplir la demanda mundial de minerales necesarios para la masificación de la

tecnología a escala mundial (The World Bank Group, 2017).

#### ❖ **Proyección de la capacidad instalada energías renovables para el año 2030**

A continuación se presentan las proyecciones de capacidad instalada para el año 2030 plasmadas en diferentes documentos de política colombiana, y al final la propuesta elaborada en este estudio:

- El Plan Nacional de Desarrollo "Pacto por Colombia, Pacto por la Equidad" 2018-2022 estableció la meta de alcanzar una capacidad instalada de energía renovable total de 23.4 GW en el año 2030. Resulta relevante señalar que el PND no especificó porcentajes claros entre por fuentes renovables convencionales y no convencionales.
- Las metas de la Agenda 2030 y los ODS asociadas al Objetivo 7. Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna, establecen que se debe alcanzar 1.5 GW adicionales en fuentes de energía renovable no convencionales
- El Plan de Expansión de referencia Generación y Transmisión 2020-2034 proyecta una capacidad instalada de energía renovable total de 21.2 GW para el año 2030, distribuidas de la siguiente manera: hidráulica (12.7 GW), solar (3.8 GW), eólica total (4.6 GW) y biomasa (0.056 GW). En este sentido se resalta que no considera participación a ese año de eólica offshore, geotérmica, ni marina.
- El escenario de descarbonización profunda a 2050 de la Universidad de los Andes (2021) indica un





aumento de participación de las renovables principalmente a través de incrementos sustanciales en la utilización de bioenergía y energía solar. La energía hidroeléctrica mantiene su importancia, pero con una tasa de crecimiento más lenta a lo largo del tiempo por la saturación del recurso. A 2030 estiman una participación de 53% hidráulica, 23% otras renovables y 3% de biomasa y cogeneración; a partir de estos datos se proyecta una capacidad instalada aproximada de 16.1 GW, distribuida en 6.6 GW (hidráulica), 9.5 GW (otras renovables), y 0.3 GW (biomasa). Lo anterior indica una capacidad más baja en comparación con el Plan de Expansión.

Finalmente, el escenario *Ruta a Cero Neto* indica que con base a los modelos de Henao & Dyner (2020) la capacidad instalada para el año 2030 debería alcanzar 15-16 GW de energía solar, 7 GW de energía eólica, y 7-8 GW de hidráulica, logrando entre 24-29 GW de fuentes renovables en total.

#### ❖ **Proyección de la capacidad instalada energías renovables para el año 2050**

A continuación se presentan las proyecciones de capacidad instalada para el año 2050 plasmadas en diferentes documentos de política colombiana y al final la propuesta elaborada en este estudio:

- El Plan de Expansión de referencia Generación y Transmisión 2020-2034 proyecta una capacidad instalada para fuentes renovables aproximada de 37 GW.
- El PEN plantea que alcanzaría más de 40 GW a partir de un crecimiento del 135% en 30 años

(UPME, 2021a). Nuevamente, es importante resaltar que una trayectoria hacia la carbono neutralidad indicarían que el país necesita aumentar mucho más su capacidad instalada para alcanzar la participación de fuentes renovables no convencionales en la matriz eléctrica.

- El escenario de descarbonización profunda a 2050 de la Universidad de los Andes (2021) plantea una participación mínima del 26% y máxima del 40% para las hidroeléctricas, entre 2% y 15% de biomasa, y entre 45% y 72% de otras renovables. En este sentido, se necesita una capacidad instalada para renovables de aproximadamente 91-120 GW, la cual se distribuiría de la siguiente manera: hidráulica (11.9-18.3 GW), biomasa (0.7-6.7 GW), y otras renovables (72.6-108 GW). Mostrando así que el camino hacia la carbono neutralidad requerirá de grandes esfuerzos en términos de adiciones a la capacidad instalada del país.

En ese mismo camino, el escenario *Ruta a Cero Neto* indica que se requiere pasar de 12 GW del 2020 de capacidad instalada para fuentes renovables (incluyendo grandes hidroeléctricas), a 100 - 130 GW en el año 2050, para poder suplir el incremento de la demanda, sobre todo la del sector transporte, así como la energía que requiere la producción de hidrógeno verde para la matriz energética colombiana. De esta manera, esa capacidad instalada deberá ser por lo menos entre 80-100 GW proveniente de fuentes no convencionales de energía, apostando de igual manera a la producción de hidrógeno 100% verde. En paralelo, se espera que se disminuya la tasa de crecimiento de hidroeléctricas en el país, recomendando un mayor



desarrollo de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH) debido a los impactos ambientales asociados a los mega proyectos hidroeléctricos y las dificultades que han existido con la entrada en operación de Hidroituango, que constituye un precedente para el desarrollo de futuros proyectos de esta envergadura.

Alcanzar las recomendaciones planteadas para el pilar de energías renovables en el país, requiere de grandes esfuerzos a nivel nacional, tanto en infraestructura como en política. A continuación se presentan los hitos claves para que aumenten las energías renovables en la generación eléctrica.

### 5.2.1. Recomendaciones para la carbono neutralidad

Para soportar la electrificación requerida para la carbono-neutralidad, la oferta total de energía eléctrica en 2050 debe ser por lo menos cinco veces mayor a la actual, y debe ser provista en un 98% por fuentes renovables, como la solar, eólica e hidroeléctrica. En el escenario de máxima participación (26 a 40%) de plantas hidroeléctricas de la Universidad de los Andes (2021), implica que se mantenga la capacidad actual (11 GW) y que se adicionen entre 6 y 10 GW en los próximos 25 años, a partir de hidroeléctricas (Hidroituango supliría 2.4 GW de estos requeridos). Sin embargo, un escenario de transición justa debe basar la expansión de capacidad hidroeléctrica en plantas de pequeña y mediana escala, con el mínimo impacto social y ambiental.

La capacidad restante deberá complementarse con otras fuentes renovables como solar a gran y pequeña escala, energía eólica *onshore* y *offshore*, y energías oceánicas, lo que equivale a 80-100 GW y representando entre el

50-60%<sup>12</sup> de la potencia instalada. La energía eléctrica restante (menos del 5%) podrá suplirse con tecnologías que complementen la confiabilidad y flexibilidad del sistema, como biocombustibles modernos, energía nuclear, carbón o gas natural con tecnología de CCUS, y generación a partir de hidrógeno. Cabe resaltar que ninguno de los planes ni estudios prospectivos actuales consideran las tecnologías oceánicas como una fuente de energía en Colombia antes de 2050, donde existe un potencial teórico estimado en más de 100 MW en gradientes térmicos y más de 13,000 MW en gradientes salinos (Arias-Gaviria *et al.*, 2020, Osorio *et al.*, 2016).

En este sentido, el porcentaje de energías renovables en el consumo final de energía deberá pasar de aproximadamente 3% en 2020 a 45-50% en 2050, debido a que, con base en las recomendaciones del escenario *Ruta a Cero Neto*, se asume que la electricidad debe ser aproximadamente el 59% en 2050, de la cual el 98% será renovable.

La IEA indica que el camino global para la carbono-neutralidad requiere que a partir de 2020 no se construyan más plantas térmicas, que las plantas a carbón sin tecnología de CCUS salgan de operación entre 2030 y 2035, y las plantas a gas natural sin CCUS sean retiradas entre 2040-2045 (IEA, 2021). Teniendo esto en cuenta, el presente estudio recomienda que Colombia establezca un plan de cierre de sus centrales a carbón no abatidas antes de 2035 y a gas natural antes de 2040, y alinearse a los compromisos de no construir nuevas

---

<sup>12</sup> Dadas las condiciones de operación actuales, para porcentajes superiores a 50% de energía solar y eólica se pueden presentar situaciones desfavorables para la flexibilidad del sistema eléctrico. Se recomienda contar con soporte de tecnologías que puedan brindar grandes rampas de potencia. Hoy en día esto lo cumplen las hidroeléctricas a gran escala y térmicas a gas (González Dumar, 2022).



termoeléctricas. Para esto será necesario establecer una línea de política clara que no amplíe la capacidad de generación con base en termoeléctricas sino en otras fuentes de energía, tanto en las bases como en la Ley del Plan Nacional de Desarrollo que se formulará para el próximo cuatrienio. Así mismo, se debería considerar establecer una vida útil máxima para las plantas termoeléctricas, y paralelamente, un máximo de emisiones de GEI o material particulado en el tiempo de vida útil.

Es fundamental que se les permita a las plantas generadoras de electricidad, a partir de fuentes renovables, almacenar electricidad mediante sistemas compuestos por baterías. Actualmente la CREG no reconoce la energía almacenada por parte de los generadores y no se les pagaría a estos por la energía que almacenan; no obstante, ya que la generación de electricidad a partir de renovables es variable, es fundamental que se les permita almacenar energía que respalde la generación de electricidad si existe una disminución en el recurso energético. En este sentido, se debe incluir el almacenamiento dentro del cargo por confiabilidad y asignarles OEF (obligaciones de energía en firme) de tal manera que no sea necesario seguir asignando OEF a las plantas termoeléctricas.

Con respecto a las plantas de gas natural, se debe reconsiderar la construcción de nuevas plantas a partir del 2025, pues en las subastas de energía firme de 2019 se asignaron obligaciones a 12 plantas a gas natural nuevas por una capacidad de 1.2 GW (CREG, 2019). Suponiendo que estas plantas sigan operando en 2050, serán suficientes para suplir el 1-2% de la demanda eléctrica, y requerirán adaptaciones para involucrar tecnologías de CCUS antes del año 2045, lo que incrementará sus costos de operación, de

igual manera, en el marco de un escenario carbono neutral se deberá considerar como energía de respaldo, disminuyendo sus horas de operación.

En este sentido, el presente estudio recomienda que las subastas de energía que se realicen después de 2025 sean asignadas en un 100% a energías renovables, pues como se menciona en el apartado de capacidad instalada en energía renovable, en el escenario *Ruta a Cero Neto*, se requerirá aproximadamente una capacidad instalada para energía solar y eólica entre 22-23 GW e hidroeléctrica entre 7-8 GW antes de 2030; y entre 2030 y 2050 se requerirá más de 80 GW en energía a partir de fuentes renovables. Para lograr esta meta, desde el accionar político será necesario: (i) plasmar la prioridad del gobierno nacional en el PND, (ii) con la participación intersectorial, de la academia y el sector privado, establecer las condiciones que permitan ampliar la participación de actores en las subastas, y (iii) analizar los requisitos habilitantes, técnicos, de personal y financieros que promuevan y respalden el desarrollo del sector.

Como soporte normativo, se puede resaltar que en Colombia se ha fomentado la generación de energía renovable a partir de fuentes no convencionales desde la Ley 1715 del año 2014 (Congreso de Colombia, 2014) y recientemente la Ley 2099 de 2021 (Congreso de Colombia, 2021), ya que estas normas priorizan la producción y diversificación para el abastecimiento energético haciendo uso de los recursos renovables. Sin embargo, deben tenerse en cuenta factores relevantes, como la aceptación social, la planeación territorial, los trámites de acceso a los recursos, entre otros.

En cuanto a la aceptación social, la Ley 2099 de 2021 estableció la declaratoria de utilidad pública e interés social para todos



los eslabones de la cadena de valor de la electricidad en virtud de que corresponde a un servicio público indispensable para el desarrollo de las actividades sociales y económicas (Congreso de Colombia, 2021). Si bien corresponde a un instrumento jurídico que brinda seguridad a los empresarios y fomenta el desarrollo de proyectos energéticos a partir de FNCER, los proyectos deben contribuir en primera instancia a las comunidades locales, no deben ir en contravía de las tradiciones culturales, y deben contemplar las realidades de tenencia de tierra características del país, por lo que se recomienda hacer uso de esa instancia como último recurso, luego de promover una gestión transparente con las comunidades. Como soporte de lo anterior, estudios que analizan criterios que tienen efectos sobre la supervivencia de los proyectos evidencian que los factores de contexto social, como la participación de las comunidades son considerablemente relevantes (a partir de una revisión de diferentes artículos, el 56% señalan como factor determinante la participación comunitaria (Dávila, 2022).

Reconociendo la prioridad de desarrollar los proyectos energéticos es necesaria la armonía en la planeación territorial. Teniendo presente que un proyecto de generación de energía a partir de fuentes renovables requiere de un terreno óptimo para su desarrollo y que los recursos renovables se ubican en un territorio específico, el marco del ordenamiento territorial será un primer aspecto habilitador. La Ley 1454 de 2011 señala que el orden nacional define los principios de la economía, preceptos bajo los cuales los departamentos establecen las directrices y orientaciones para la localización de infraestructura aprovechando las ventajas competitivas regionales (Congreso de Colombia, 2011). Los municipios también se deben alinear optimizando el uso de la tierra disponible

en coordinación con los planes sectoriales.

Esta Ley Orgánica promueve la asociatividad entre entidades territoriales para impulsar el desarrollo, organizar conjuntamente la prestación de servicios públicos y conformar bancos de proyectos de inversión estratégicos de impacto regional. Así bien, en los vigentes ejercicios en desarrollo que constituyen insumos para los procesos de actualización de los instrumentos de Ordenamiento Territorial (como el catastro multipropósito) pueden señalar y destinar los lugares óptimos para el desarrollo de energía a partir de las fuentes renovables. Frente a esta ventana de oportunidad, el Documento CONPES 3870 señala específicamente que existe una *... "producción normativa desarticulada y de diversa naturaleza que induce confusión y eventualmente contradicción en su aplicación... también ... hay una inexistencia de guías unificadas para implementar normas existentes ... y adicionalmente, que ... se evidencian conflictos entre instrumentos para ordenar el territorio, dadas las contradicciones entre estos (POMCAS, POT, planes de desarrollo municipal, etc.), por lo que se deben superar barreras de capacidad técnica (personal especializado e información actualizada) y financiera de los gobiernos locales, para avanzar en un ordenamiento que permita el fomento de las fuentes renovables que procuran las Leyes del sector eléctrico.*

Los términos de referencia determinados por la ANLA (Resolución 1519/2017: TdR 014) (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2017) señalan los aspectos ambientales para la construcción y operación de centrales generadoras de hidroenergía. En estos se clarifica el medio biótico, abiótico y socioeconómico con información cualitativa y cuantitativa, y se especifica el aprovechamiento de recursos, así como el manejo de los





efectos ambientales. No obstante, el reto también se relaciona con el acceso de terrenos y afluentes que permitan contar con embalses que aseguren no ocasionar un déficit hídrico (social y económico), y se desarrolle en armonía con actividades productivas, tales como la pesca, así como mitigando efectos sociales. Para las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCHs), también se deberá actualizar la información que permita planear el potencial actual hidro energético, pues la información disponible corresponde al año 2015. Por otro lado, el Decreto 1076 de 2015<sup>13</sup> reglamentó las licencias ambientales, teniendo en cuenta que será más posible desarrollar pequeños proyectos que grandes proyectos por los cuellos de botella para generar grandes embalses (República de Colombia, 2021), se deberá fortalecer la institucionalidad ambiental en términos de la capacidad técnica, para que no se conviertan en un obstáculo del proceso de generación de energía a partir de los recursos renovables, así como para realizar el seguimiento.

Complementario a lo anterior, el Decreto 1207 de 2018 establece la destinación específica de recursos financieros para la protección de las cuencas y fuentes de agua, inicialmente provenientes de tarifas incorporadas en los servicios públicos domiciliarios de acueducto y alcantarillado (presidente de la República de Colombia, 2018). En virtud del incremento en el aprovechamiento de los recursos hídricos y con la finalidad de contar con recursos para el análisis permanente y manejo adecuado de los mismos, se sugiere modificar este Decreto incluyendo un valor que provenga del uso del agua para generar electricidad, esto se debe realizar haciendo la salvedad de que sean

proyectos a pequeña y mediana escala que no pongan en peligro la conservación de la cuenca.

También debe contemplarse como un riesgo del desarrollo de los proyectos el hecho de que en Colombia no existen derechos adquiridos en cuanto a los recursos naturales renovables, por lo cual la autoridad ambiental puede modificar sus decisiones sobre las concesiones de agua si se pone en peligro la conservación o sostenibilidad del recurso en casos en que se deba ceder ante el interés común como lo señala la Sentencia C-35, 2016 (Corte Constitucional, 2016). Esto implica el desarrollo de actividades de mantenimiento de los caudales de manera coordinada entre el implementador de la PCH con las entidades locales (actividad incluida en PIGCC<sub>ME</sub> (MinMinas, 2021a)).

Por otro lado, la Ley 2099 brinda beneficios tributarios, como la reducción de la renta (50%), la exclusión del IVA en la compra de bienes y servicios, así como la exoneración de pagos de derechos arancelarios de importación de maquinaria y depreciación acelerada, estos incentivos son relevantes para la promoción de los componentes de las granjas solares y eólicas, como los aerogeneradores y los paneles fotovoltaicos, estas tecnologías han ido mejorando su rendimiento y estuvieron disminuyendo su precio en los últimos diez años alcanzando su precio mínimo el año pasado (IRENA, 2019). Desafortunadamente en los últimos meses ha existido un incremento en el precio de los minerales y metales requeridos para que la transición energética se lleve a cabo, esto está asociado a la situación geopolítica actual y los cuellos de botella en la cadena de suministro han expuesto la urgente necesidad de tomar acciones para promover la diversidad y resiliencia del

<sup>13</sup> El Decreto 2041 de 2014 reglamenta el Título VII de la Ley 99 de 1993 sobre licencias ambientales, cuyo artículo 10 fue derogado por el Decreto 783 de 2015 y posteriormente es compilado por el D. 1076.



abastecimiento de los minerales (Tae-Yoon, 2022). Sin embargo, esto no significa que sean lo suficientemente competitivos para fomentar el desarrollo de proyectos en la envergadura que se requiere para la carbono neutralidad.

Otro incentivo es la generación de una demanda, como la establecida por la Ley 1955 de 2019 que obliga la compra de la energía proveniente de FNCER en las empresas comercializadoras, pues entre el 8 y 10% de la energía que adquieren debe ser de este tipo a partir de 2023 como lo señala el cumplimiento de la obligación indicada en el artículo 3 de la Resolución 4-0715 de 2019. En este sentido, se encuentran adecuados los incentivos para fomentar los proyectos, no obstante, una vez se cree la dinámica propia del mercado eléctrico, Transforma recomienda se evalúe si se deben mantener o modificar tales incentivos que implican una carga fiscal para el Estado, de tal forma que se sugiere que la revisión sea abordada cada cuatro años a partir del 2030.

También es necesario incentivar el componente nacional en los proyectos renovables, acompañado de la inversión extranjera directa. De esta manera, la política deberá orientarse para captar y atraer inversionistas, fomentar el ingreso de las mejores tecnologías, aumentar los aprendizajes y capacidades tecnológicas. Si bien los insumos que requiere un proyecto energético de fuentes renovables no podrán ser generados en el país en su totalidad, será una decisión política fomentar su desarrollo. Actualmente la importación de maquinaria y equipo (general para todo el país) en el año 2021 obedeció a los USD\$16,34 billones (MinComercio, 2021), lo que denota el potencial.

Los Fondos de fomento del sector energético deben priorizarse para superar barreras económicas que limitan el

desarrollo de nuevos negocios. A partir de la Ley 2099 de 2021 se fusionaron los fondos de apoyo financiero del sector energético en el nuevo Fondo Único de Soluciones Energéticas (FONENERGÍA) (El Congreso de Colombia, 2021). De esta manera, quedan en funcionamiento dos fondos: FONENERGÍA (actualmente en proceso de reglamentación) y FENOGE (Fondo de Energías No Convencionales y de Gestión Eficiente de la Energía). Partiendo de la ausencia de lineamientos definidos para la selección y priorización de proyectos en los fondos, es fundamental establecer dentro de su reglamentación la priorización de las FNCER, sobre las tecnologías convencionales y fósiles dentro de los planes de inversión.

Para el usuario consumidor de energías renovables es importante considerar que actualmente existen los Certificados de Energía Renovable (REC por sus siglas en inglés), el cual es entendido como un instrumento basado en el mercado que representa los derechos de propiedad sobre los atributos ambientales, sociales y otros atributos no energéticos de la generación de electricidad renovable. Los REC se emiten cuando se genera un megavatio-hora (MWh) de electricidad y se entrega a la red eléctrica a partir de un recurso de energía renovable, y que son sujetos a ser vendidos por quien los produce a corporaciones que desean mitigar sus riesgos asociados con el consumo de energía de origen fósil y reducir su huella de carbono. Debido a que la electricidad física que recibimos a través de la red de servicios públicos no dice nada sobre su origen o cómo se generó, los REC desempeñan un papel importante en la contabilidad, el seguimiento y la asignación de propiedad de la generación y el uso de electricidad renovable (EPA, 2022). En Colombia operan actualmente dos plataformas: EcoGox (plataforma que busca agregar



valor a los atributos de generación de la energía renovable para que sean reconocidos por el usuario final) y Ecsim (emisores oficiales para el estándar internacional I-REC de certificados de energía renovable, para la venta del atributo verde de la electricidad a los consumidores que buscan reclamar dicho atributo para respaldar sus declaraciones de consumo de energía eléctrica de origen renovable.

#### ❖ Cálculo del ENFICC para FNCER

Existe una metodología muy exigente para las FNCER que reduce su participación en las subastas de cargo por confiabilidad. Mediante la Resolución de la CREG 167 de 2017 se determinó la metodología para el cálculo de la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC) (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2018). Actualmente, existen dos escenarios para el cálculo de la ENFICC de plantas o parques eólicos: aquellos que no cuentan con información de vientos y aquellos que sí. La fórmula utilizada para el cálculo de la ENFICC en sitios en donde la información del viento es menor a 10 años es la siguiente:

Ecuación 1. Cálculo del ENFICC eólica

$$ENFICC\left(\frac{kWh}{día}\right) = 24 \times 1000 \times 0.060 \times CEN$$

\*CEN es La Capacidad Efectiva Neta [MW]

Si se considera seguir aplicando esta fórmula para el cálculo de la ENFICC, Energya propone actualizar el valor de 6% que declaran actualmente los generadores eólicos ante la CREG debido a los avances tecnológicos que existen a la fecha que permiten aumentar su capacidad de generación (Energya Consultores, 2020). Así mismo, se debe promover la implementación de medidores para que se reconozca la energía que realmente se está generando

e incentivar el despliegue de esta tecnología.

Con respecto al cálculo de la ENFICC de los paneles solares fotovoltaicos, Energya nuevamente propone que exista un cambio, puesto que actualmente ya existen avances tecnológicos para las granjas solares que permitirán aumentar el ENFICC de esta tecnología, tales como sistemas de seguimiento, paneles bifaciales, mejoras en los inversores. De esta forma, se propone que los promotores de los proyectos puedan declarar valores más acertados de acuerdo con la configuración de sus equipos para el cálculo de la ENFICC (Energya Consultores, 2020).

#### ❖ Prosumidores como nuevos agentes del mercado de la energía

El prosumidor es un nuevo agente del mercado que tiene dos condiciones: como consumidor y como productor. La Ley 143 de 1994 contempló la autogeneración con una destinación específica: la del autoconsumo (El Congreso de Colombia, 1994), posteriormente la CREG reglamentó los excedentes de energía. La Ley 1715 de 2014 y la Resolución 30 de la CREG avanzaron con la adopción de la Ley 2099 y la Resolución 174 de 2021 de la CREG en este aspecto, reconociendo como auto generadores a los usuarios domiciliarios, comerciales e industriales ubicados en zonas rurales o urbanas, (El Congreso de Colombia, 2021: CREG, 2021). De esta manera se procura incrementar los auto generadores, a la vez que se fomenta el uso de las FNCER, la transparencia en la asignación de conexiones y una ruta para integrar los excedentes en el SIN. Sin embargo, el modelo de negocio de la electricidad fue respondiendo a la dinámica y esquemas de oligopolios, por lo que los prosumidores tendrán barreras



grandes de competencia (España & Gutierrez, 2019).

Se abre una puerta a la transición energética a partir de lo que se ha denominado las 5Ds (descarbonización, descentralización, digitalización, democratización y desregulación) que implica retos en la planeación y operación del sistema. Entre los beneficios que se han identificado se encuentran la mayor proximidad entre la generación y el consumo, menor necesidad de infraestructura adicional, opciones de ventas por parte de los prosumidores con otros prosumidores (España & Gutierrez). La normativa y la institucionalidad deberán mantenerse al nivel de los avances tecnológicos para no generar incertidumbre regulatoria y encontrando un punto intermedio entre la desregularización y permisividad y la hiperregulación que limita la innovación.

#### ❖ Costo Nivelado de la Electricidad

El Costo Nivelado de la Electricidad permite comparar costos de generación entre diferentes tecnologías, representando una ventaja para adaptarse a cambios de estructuras técnicas, así como de costos de los proyectos, y por ende, su uso se ha incrementado en el marco de las FNCER. A diferencia de la Ley 1715 de 2014, la 2099 fomenta no solo la generación, sino también la operación y mantenimiento de los proyectos de energía a partir de fuentes renovables. En este sentido, se puede modificar la Ley 2099 para que diferencie los incentivos tributarios por tipo de tecnología y brinde beneficios preferenciales a las soluciones tecnológicas que fomenten las FNCER. Para su desarrollo se pueden emplear recursos de los fondos de promoción del sector, los cuales deben ser regulados por el Ministerio de Minas y Energía para tal fin. De igual manera, se deben incluir estas soluciones en los Planes de

Energización Rural Sostenible para que puedan ser priorizadas en los fondos.

#### ❖ Panorama en las ZNI

Las ZNI se caracterizan por la abundancia de recursos naturales que pueden ser empleados para generar electricidad, condición determinante para la inversión y el costo de proyectos de electrificación. Sin embargo, los recursos naturales renovables tienen limitaciones en la disponibilidad de energía, dadas por la variabilidad climática. Es por esto por lo que el uso de un solo recurso puede ser insuficiente para suplir la disponibilidad energética que puede dar una planta térmica, por lo que la electrificación en ZNI debe apoyarse en soluciones híbridas. Por ejemplo, estudios realizados en el Pacífico colombiano muestran que usando la energía solar y eólica se podría cubrir solo el 16.3% de las necesidades energéticas, por lo que es necesario complementar con otros sistemas como pequeñas centrales hidroeléctricas y almacenamiento. Es de resaltar que las soluciones híbridas son promovidas mediante la Ley 2099 de 2021, para prestar electricidad en las ZNI, es decir que cuentan con los beneficios tributarios ya señalados a lo largo del documento (Congreso de Colombia, 2021).

Las microrredes aisladas han probado ser viables en diversas partes del mundo (por ejemplo en China, en donde hubo un fuerte despliegue de esta tecnología gracias a las ventajas que ofrecen en cuanto a facilidades de integración de la energía distribuida y de la flexibilidad en la operación, a finales del 2016 se contaban con más de 100 proyectos de microrredes aisladas (Xie et al., 2017). Sin embargo, estas pueden proveer servicio exclusivamente a los usuarios que se



encuentran concentrados en una comunidad. Los usuarios aislados y dispersos requieren soluciones individuales.

De igual manera, el método Pay-as-you-go, en donde un inversionista asume costos iniciales para la implementación de un sistema solar destinado a suplir demandas en uno o varios hogares, y posterior a su instalación los usuarios asumen el pago del servicio, que se realiza bajo la lógica prepago, también puede contribuir en la electrificación de estas zonas (Montoya, 2020). En estos sistemas los costos de inversión (Capex) y costos de operación (Opex) pueden ser asumidos de manera proporcional entre las empresas privadas prestadoras del servicio y el gobierno, bajo la figura de subsidio. Esquemas de este tipo han tenido éxito en países cuyas condiciones son similares a las de las ZNI, pero serán indispensables estímulos para la inversión privada, apoyos financieros que pueden desmontarse con el tiempo.

Es decir, que serán relevantes los Fondos de apoyo financiero para la electrificación, ya que los costos de inversión pueden representar una barrera, principalmente para proyectos de carácter social, donde normalmente los miembros de la zona aislada pertenecen a estratos bajos y no cuentan con capacidad de pago. Es por esto por lo que el éxito en el desarrollo de soluciones, como por ejemplo las microrredes, depende de la estructuración de regulaciones en materia económica y de políticas públicas; la colaboración por parte del Estado, agentes públicos y los inversores privados.

En este sentido, el Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingreso (Ley 286 de 1996) (Congreso de Colombia, 1996) cubre costos de operación y mantenimiento que incluyen compra y transporte de diésel, recurso empleado

en las ZNI para generar electricidad, destinando 10 veces más que los montos girados al SIN. En el año 2017 los valores girados corresponden a USD\$423/usuario, mientras que para el SIN fueron valores de USD\$40/usuario (Garces, 2021). Por otra parte, es necesario avanzar en la articulación de los Planes de Energización Rural Sostenibles (PERS) con los planes de desarrollo locales. Lamentablemente, el avance en los PERS se limita a la creación del Sistema (SIPERS) como herramienta de levantamiento de información primaria y secundaria energética, pero se deberá avanzar en su implementación (García, 2021).

La manera en la que se desarrolla un PERS es a partir de un proceso en el cual se caracteriza la demanda y la oferta de energía eléctrica, se realiza una caracterización socioeconómica, y a partir de los datos recolectados se debe realizar la integración y análisis de la información recopilada. Seguido a esto, se determinan unos lineamientos de política y conceptualización de soluciones con el fin de definir cuáles serán los proyectos a desarrollar en el corto, mediano y largo plazo. Posteriormente, se estructura y se diseña el plan y finalmente se ejecutan los proyectos y se institucionalizan los PERS (UPME, 2016).

Según la UPME, para que sea posible operativizar los PERS es necesario que exista una integración entre los aportantes o gestores locales, socios estratégicos y cooperación internacional que permitan la formación de una base de datos, para validar la información de las viviendas sin servicio que sirva de insumo para la UPME, esto facilitará una inclusión dentro de la política energética basándose en la información obtenida para los POT y los planes de desarrollo. La participación de los actores regionales en donde sean responsables de cada uno de los PERS permitirá un mayor compromiso en





alcanzar el éxito de los objetivos planteados. Se busca que las regiones desempeñen el papel principal en el desarrollo de sus territorios, es claro que las soluciones se encuentran en las regiones y mediante los PERS se logrará

una transferencia de conocimiento y capacidad del gobierno central al regional (UPME, 2016).



### 5.3. Eficiencia energética

La Eficiencia Energética (EE) es la relación entre la energía aprovechada y la total utilizada en cualquier proceso de la cadena energética, que busca ser aprovechada al máximo a través de buenas prácticas de reconversión tecnológica o sustitución de combustibles, en donde su objetivo principal es obtener el mayor provecho de la energía (UPME, 2019). Sin que se implementen medidas de eficiencia energética, en cambios de comportamiento y en medidas de electrificación, el consumo de energía final a nivel global sería alrededor de 300 EJ más alto en 2050, casi un 90% por encima del nivel establecido en el escenario para el 2050 (IEA, 2021).

El reporte de la IEA plantea hitos claves para la EE a partir del indicador de intensidad energética de la economía

(cantidad de energía empleada para generar una unidad de PIB - TES/PIB). Este indicador se usa principalmente porque, a nivel agregado, es una medida indirecta de la energía necesaria para satisfacer la demanda de servicios (IEA, 2021a).

La meta que el reporte establece es una reducción anual de la intensidad energética del 4.2% para el año 2030 y a partir de ese año una reducción anual del 2.7% para el año 2050. Colombia, a través del Plan de Acción indicativo para el Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía (PROURE) plantea una meta indicativa de reducción de 3.27% para el año 2030, y para el año 2050 las proyecciones del PEN indican una reducción anual de 1.68%, que resultaría en potenciales reducciones en este indicador de 52% a 2050 en su escenario de disrupción.

Tabla 5. Diagnóstico mejora anual de la intensidad energética

Hitos	Año	GLOBAL IEA	COLOMBIA	
		Meta <i>Tabla 2.3</i>	Meta PROURE	Proyección 2030: PROURE 2050: PEN
<b>Suministro total de energía</b>	<b>2020</b> 2010-20	-1.6%	<b>Línea base: -4.99%</b> <i>Fuente: DANE (2010) y PROURE (2020)</i>	
Mejora anual de la intensidad energética (MJ por USD PIB)	<b>2030</b> 2020-30	-4.2%	-3.27%	-3.27%
	<b>2050</b> 2030-50	-2.7%	-	-1.68%

Fuente: (DANE, 2019); (UPME, 2021a); (UPME, 2021b)



En Colombia la EE también se puede considerar como un pilar fundamental para dar respuesta a los retos de la política energética, ya que tiene un alto potencial de ahorros económicos y de consumo. De acuerdo con el Balance de Energía Útil (BEU) realizado por la UPME en 2018, la EE puede significar una reducción de costos entre 6.600 y 11.000 millones de USD al año (UPME, 2021b).

Considerando que la demanda de energía crezca de forma sostenida, tanto a nivel mundial como en el país, avanzar en mejorar la EE es un factor que contribuirá al abastecimiento de futuras generaciones y a la contribución en el cumplimiento de los hitos que necesita el país en términos de transición energética. Sin embargo, es importante considerar que el reto del sector energético colombiano es reducir la brecha tecnológica para aumentar la eficiencia energética en el país (UPME, 2021a). Por lo tanto, alcanzar las metas asociadas a intensidad y EE en el país, requiere de grandes esfuerzos en la planeación energética. A continuación, se presentan las recomendaciones que deberá considerar el país en términos de EE, que además serán hitos relevantes en el marco del cumplimiento de las metas y recomendaciones para los demás pilares presentados en este documento.

### 5.3.1. Recomendaciones para la carbono neutralidad

La implementación de políticas orientadas a la EE permitirán una reducción en las emisiones asociadas a la generación de electricidad, petróleo y gas, minería, transporte, industria, edificaciones e infraestructura. El despliegue de un marco regulatorio que habilite las nuevas tecnologías e innovaciones en el sector

energético, acompañado de educación a los usuarios, permitirá cambios de comportamiento que promoverán la EE e incentivarán la participación en la cadena de valor del sector energético. El PROURE constituye la base técnica que provee las indicaciones, no obstante, el reto lo muestran dos cifras: (i) para el año 2019 la energía útil final fue del 31% de la energía total consumida, (ii) el 69% restante se dividió entre ineficiencia y pérdidas (UPME, 2021b).

Teniendo en cuenta que mediante este pilar se impulsa el uso de las menores cantidades de energía por cada unidad de producto y que el PEN proyecta lograr una intensidad energética de 1.1 kJ/COP en su mejor escenario (Disrupción) para el 2050 (UPME, 2021a), será indispensable adoptar las mejores tecnologías a escalas nacional e internacional (denominadas Best Available Technologies -BAT), ya que permitirán aumentar el porcentaje de energía útil final, pasando de un 31% en 2019 al 41% en 2030 (UPME, 2021b), y para el 2050 este indicador tiene el potencial de estar entre 50% y 70% (UPME, 2021a). Ahora bien, la E2050 señala que para el año 2050 se adoptarán las BAT en todos los usos finales de energía, con un impacto de entre 40% y 60% de la reducción de demanda y de emisiones asociadas (Gobierno de Colombia, 2021).

De esta manera, a partir del año 2022 se deberá avanzar en la adopción gradual de BAT, hasta llegar al punto de restringir su alcance a las tecnologías que efectivamente están disponibles, en donde algunos de los ejemplos de parámetros de las eficiencias de los equipos de uso final, demuestran las ganancias que se pueden obtener con la adopción de dichas tecnologías (tabla 6).

Tabla 6. Parámetros de las eficiencias de los equipos de uso final



Uso	Tecnología	Sector que impacta	Porcentaje de eficiencia actual en Colombia 2015	Eficiencia con BAT Colombia 2050	Eficiencia con BAT Internacional 2050
Calor directo	Hornos	Industrial Servicios	55% 37%	73% 50%	80% 60%
	Cocción	Residencial	38%	47%	63%
	Calentamiento de agua	Residencial	83%	86%	95%
Calor indirecto	Calderas	Industrial Servicios	76% 70%	80%	85% 90%
Refrigeración	Aire acondicionado	Residencial Servicios	50%	70%	80%
	Neveras	Residencial Servicios	15% 27%	31% 38%	51% 56%
	Iluminación	Residencial Servicios	6% 9%	15%	29%

Fuente: (UPME, 2021a)

En este sentido, el manejo de la demanda de la energía, el despliegue de las redes inteligentes y la implementación de recursos de energía distribuida serán los mecanismos que permitirán mejoras de EE. Es necesario que la CREG cuente con un sistema de información para que los usuarios conozcan los desempeños energéticos y para que las autoridades establezcan estándares y requisitos mínimos de eficiencia energética, por lo que avanzar en la digitalización y uso de datos en el sector energético se convierte en una necesidad técnica, así como hito clave, donde se deberá aumentar el incremento en el porcentaje de usuarios con medidor inteligente de 1.2%-2-4% en 2019, mínimo un 70%<sup>14</sup> de los usuarios en 2030, y entre el 90% y 100% de los usuarios en 2050 (UPME, 2021a); y generar un ahorro de 338 Pj (UPME, 2021b) en el 2030 y de 350 PJ en el 2050, con respecto a BAU (UPME, 2021a)<sup>15</sup>.

La recopilación de datos durante las fases de diseño, implementación y evaluación de los avances y programas de EE es clave debido a que estos datos recopilados permiten crear líneas de base e indicadores de utilidad para rastrear el progreso y realizar el seguimiento y la evaluación de las iniciativas de EE (IEA, 2015). Por tanto, es clave que el país implemente el Programa Base de Indicadores de Eficiencia Energética (BIEE), el cual tiene una metodología común para recopilar información básica y calcular indicadores que midan el desempeño de la EE a nivel nacional y sectorial (sector macro, energético, transporte, industrial, residencial, servicios y agricultura).

### ● Transporte

Según el Balance Energético Colombiano, el transporte representa el sector con

<sup>14</sup> Resolución 101 del 2022

<sup>15</sup> El PROURE plantea al año 2030 un ahorro potencial de 338.44 PJ, con un total de 1726 PJ acumulados en el

periodo 2021-2030, así mismo, el PEN plantea una disminución de 350 PJ en el consumo en comparación con el escenario de actualización



mayores ineficiencias, únicamente el 24% de la energía utilizada es aprovechable, por lo tanto, es el sector con mayor potencial de crecimiento en EE (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible *et al.*, 2019), y la electrificación del transporte se convierte en la principal medida.

La EE de un vehículo a combustión oscila entre 14% - 32%, a diferencia de la que tiene un vehículo eléctrico, que varía entre 60% - 62%; es decir, la energía útil aprovechable de un vehículo eléctrico puede ser hasta el doble. En consecuencia, las medidas que se sugieren para el pilar de electrificación del transporte también son medidas que mejoran la eficiencia energética del sector. En el documento del PND vigente se menciona que debe existir actualización de reglamentos con el fin de implementar el etiquetado vehicular, no obstante, los impuestos a los vehículos parecen castigar el desarrollo tecnológico a través de cobros más elevados, en comparación con los que paga el parque automotor más antiguo. Esto se debe al método de evaluación empleado para determinar el valor del impuesto, el cual depende únicamente del avalúo establecido mediante el Decreto 1739 de 2021.

Dicho decreto definió porcentajes sobre el valor comercial de la siguiente manera: (i) vehículos avaluados por encima de \$114.644.000 deben cancelar el 3,5% del precio del vehículo, (ii) avaluados entre \$50.954.000 y \$114.644.000, pagan el 2,5%, y (iii) aquellos cuyo precio es inferior a \$50.954.000, deben cancelar el 1,5%. Lo anterior implica que es más económico tener en circulación un vehículo antiguo, menos eficiente y más contaminante, que tener el mismo modelo, pero con una tecnología más moderna y eficiente. En este sentido, el presente documento

recomienda que se modifique este cálculo a partir de las emisiones de GEI que genera el vehículo durante su operación, para que el impuesto se relacione con su funcionamiento y eficiencia.

Como se señaló anteriormente, el impuesto de los vehículos eléctricos no puede superar el 1% del valor comercial del vehículo, condición que debe extenderse a todo el parque automotor con una proporcionalidad con la eficiencia del vehículo. Complementario a esto, se deben buscar formas de desincentivar el uso de los vehículos menos eficientes y promover la adquisición de vehículos con mejores tecnologías con mejores y mayores beneficios tributarios, ya que no se puede pretender que todos los ciudadanos opten por la compra inmediata de un vehículo eléctrico o híbrido enchufable debido al poder adquisitivo de los habitantes del país, y a la falta de adaptación e innovación en las redes de transmisión y distribución frente a los recursos energéticos distribuidos; pero, es posible que si se desarrollan medidas que desincentivan tener un vehículo antiguo, exista una transición progresiva hacia vehículos más modernos, lo cual contribuye a que se reduzca la edad promedio del parque automotor nacional y, por tanto, se disminuyan las emisiones asociadas a la ineficiencia del parque automotor.

El PROURE identifica los potenciales de EE en la modernización de la flota y en la adopción de nuevas tecnologías que permitan la sustitución de combustibles. Sin embargo, en un escenario carbono-neutral debe incluirse una participación de energía eléctrica más ambiciosa en el sector de transporte, y excluir la compra de vehículos a gas natural. Por otro lado, como se señaló en el pilar de electrificación, una manera de hacer eficiente el sector transporte en



términos energéticos es el *cambio de modos*, pasando de transporte privado a medios de transporte públicos. Reconociendo que existe un gran porcentaje de personas que prefiere el uso del transporte particular sobre el transporte público, será relevante promover el uso de los medios masivos de transporte debido a que cuentan con mayores avances en temas de eficiencia energética en comparación con el transporte particular. En el año 2018, el 21% de los habitantes de Bogotá utilizaron el automóvil y/o la moto para movilizarse, en Medellín y los municipios del Valle de Aburrá el porcentaje para estos dos medios de transporte fue del 20% y, finalmente fue del 21% en la ciudad de Cali.

Para poder avanzar en este camino será clave mejorar las condiciones de transporte público para que los ciudadanos opten por estos medios de transporte, la futura entrada de la primera línea del metro de Bogotá y la construcción de la línea E del metro de Medellín deberían tener un gran impacto en mejoras en eficiencia energética en estas dos ciudades. Un sistema eléctrico masivo para el caso de Bogotá y la expansión del sistema masivo de Medellín representarán mejoras en eficiencia en especial si se toma en cuenta que estos serán eléctricos. El distrito debe buscar maneras de incentivar el uso de este nuevo medio de transporte, identificar las principales razones por las que ese 21% de los habitantes se resisten al uso del transporte público y tomar medidas que hagan que los ciudadanos migren hacia este tipo de transporte.

Por otro lado, el transporte de carga intermunicipal, el cual es responsable de una gran parte de las emisiones de GEI principalmente debido a los volúmenes de consumo de combustible y las largas distancias que recorren, presenta muchas

opciones de mejora. Si bien representa el principal medio de transporte de carga en Colombia, y aunque la infraestructura férrea existente actualmente en el país es muy limitada, entre el 2010 y el 2018 movilizó el 21% de la carga total del país. En este sentido, la reactivación del transporte férreo será clave para el transporte de carga de industria pesada y de alto volumen desde el interior del país hacia los puertos de Barranquilla, Santa Marta, Cartagena y Buenaventura, adicionalmente, el desarrollo de este sector del transporte permitirá la movilización de pasajeros lo que implica una disminución en costos y un aumento en eficiencia energética (Vicepresidencia de Colombia et al., 2020).

La vicepresidencia de Colombia en colaboración con el Ministerio de Transporte, el Instituto Nacional de Vías, la Agencia de Infraestructura, el Banco Interamericano de Desarrollo y el Departamento Nacional de Planeación, presentaron en noviembre del 2020 el Plan Maestro Ferroviario, como una estrategia para la reactivación de la operación ferroviaria a nivel nacional, que busca mejorar la financiación y la reactivación de la comercialización del transporte ferroviario (Ley 1955 de 2019, Artículo 305 y 308). Mediante el Documento CONPES 3982 y la Política Nacional de Logística se busca la integración del transporte férreo y lograr una complementariedad junto con el transporte fluvial y carretero en pro del desarrollo económico y sostenible de la nación. Se deben contemplar otras opciones de transporte que no han sido protagonistas a la fecha en el territorio nacional, el transporte férreo es una de las mejores maneras de mitigar emisiones de GEI, sustituir parte del transporte de carga y fomentar la EE.

La Unión Europea es un caso exitoso de implementación del transporte férreo, en





2017, este medio de transporte representó el 7% de la demanda de transporte de pasajeros (en pasajeros por km), y el 12% del transporte de carga y únicamente el 2% de la demanda de energía del sector transporte (European Environment Agency, n.d.).

El Plan Maestro Ferroviario es un instrumento de política pública que logrará alcanzar niveles de eficiencia energética de ser implementado, para que esto se dé aún se necesita definir un marco institucional, regulatorio y normativo que permita el desarrollo de proyectos ferroviario, que asegure que va a ser rentable y sostenible a largo plazo. Al encontrarse en etapa de planeación aún se deben establecer las funciones de cada una de las entidades que serán responsables del despliegue de medio de transporte, para que determinen cómo se administra, las tarifas por su uso, como sería la operación de este servicio, cómo se regularía y cómo se fiscalizará.

Para que la implementación del Plan Maestro Ferroviario se lleve a cabo es necesario que exista una mayor importancia dentro de la política sectorial que promueva este medio de transporte, actualmente el 77% de las inversiones públicas en el sector transporte corresponde a carreteras, por otra parte, el sector ferroviario no supera el 1.8% de las inversiones, se necesita una redistribución de las inversiones públicas en este sector para que este medio de transporte se pueda llevar a cabo aporte un valor agregado al territorio nacional y favorezca a la descarbonización del país mediante mejoras en eficiencia energética. Así mismo, es fundamental que a través del Plan Maestro Ferroviario se haga explícita la necesidad de que los ferrocarriles sean eléctricos y así evitar la promoción y la continuidad del uso del Diesel en el sector del transporte.

- **Industria**



De acuerdo con el reporte de la IEA la reducción de emisiones en la industria tendrá como base la optimización de la eficiencia operativa de los equipos, la adopción de las mejores tecnologías disponibles para nuevas incorporaciones de capacidad y las medidas para mejorar la eficiencia de los materiales. Sin embargo, aún existen límites a la cantidad de emisiones que se pueden reducir con estas medidas, por lo cual, el restante de reducción se logrará utilizando tecnologías que están en desarrollo, como el hidrógeno y la CCUS (IEA, 2021).

A nivel mundial, se están implementando los MEPS (Estándares Mínimos de Rendimiento Energético, por sus siglas en inglés) como parte de los esfuerzos de reducción de consumo global de energía, esto se viene aplicando a electrodomésticos, equipos y motores principalmente (Siemens, n.d.), en donde el PROURE indica que estos estándares para equipos de uso final de energía, vehículos y edificaciones deben continuar, fortalecerse e implementarse.

El acceso a la innovación tecnológica constituye un factor fundamental para participar activamente de la demanda de energía, así como las buenas prácticas. La disminución del consumo de energía asociada a buenas prácticas y a innovaciones tecnológicas representa un ahorro de capital, el cual puede ser destinado a promover nuevas tecnologías.

Ya existen normas internacionales que le permiten a una organización determinar qué procesos se deben implementar para mejorar la EE. La implementación de estos procesos genera beneficios relacionados con las inversiones en el servicio de la energía y las emisiones de GEI, entre otros. Mediante la norma ISO 50001 se estableció un marco internacional en el que se determinan los lineamientos para mejorar la EE mediante



el suministro, uso y consumo de las organizaciones comerciales, institucionales e industriales. Si en Colombia se exige su implementación se lograría disminuir el consumo energético y se alcanzaría una mejora en EE (SGS, n.d.).

El Ministerio de Comercio, Industria y Turismo de Colombia promueve y difunde las buenas prácticas a través de cinco criterios, uno de los cuales corresponde a *procesos de innovación*, en el cual se registra el uso de metodologías novedosas por parte de las empresas, y su contribución al incremento del conocimiento técnico o científico. Si bien este formato no está dirigido a la EE exclusivamente, constituye un punto de partida para promover la adopción de las tecnologías. De igual manera, en la NDC las medidas de dicho Ministerio se orientan a la promoción de proyectos de gestión de la energía y eficiencia energética en el sector de industria, apuntando a una reducción de energía y/o emisiones en producción industrial, en el módulo correspondiente de demanda energía (1 A 2) de hasta el 15%. Específicamente para las ladrilleras se espera alcanzar un incremento de la eficiencia energética con un crecimiento compuesto anual de 1.5% al 2030.

Por otro lado, la Ley 697 de 2001 que declaró el Uso Racional y Eficiente de la Energía (URE), sobre la cual se fundamenta la Resolución que adopta el PROURE, con esto es de obligatorio cumplimiento por parte de los sectores regulados. En este sentido, tanto la industria como los otros sectores mencionados en el PROURE deben cumplir los siguientes objetivos:

- Actualizar el inventario de medidas de eficiencia energética

- Implementar las medidas conducentes a la eficiencia energética
- Evaluar mediante análisis de costo efectividad las medidas indicativas de eficiencia energética
- Identificar cuáles medidas susceptibles de incentivos tributarios
- Proponer políticas sectoriales que contribuyan a la meta del PROURE

De esta manera, los usos de calor directo tienen el mayor potencial de EE en el sector industrial con estimaciones de una eficiencia promedio del 55% cuando se podrían alcanzar niveles de 68% o incluso del 80% con la adopción de las BAT. Sin embargo, este ahorro estimado se asocia con la adopción de buenas prácticas en la operación; donde de igual manera será necesario complementarlo con un aumento en la electrificación.

Con el fin de implementar medidas que vayan en paralelo con el URE, en productos que funcionan a partir de electricidad y gas como combustible, se implementa la obligatoriedad en el uso de etiquetas que permitan conocer el desempeño de los equipos en dos aspectos: 1) Consumo energético y 2) Indicadores de eficiencia. Esto se conoce como el Reglamento Técnico de Etiquetado con fines de Uso Racional de Energía (RETIQ). El etiquetado además de ser obligatorio debe ir acompañado de una regulación que prohíba la comercialización de equipos ineficientes para ser considerado una medida de eficiencia energética. Este reglamento aplica tanto para el sector industrial como el residencial, mediante el cual Colombia establece los respectivos MEPS dentro de sus esfuerzos por disminuir el consumo energético. Se busca disminuir el consumo en aires acondicionados, equipos de refrigeración, balastos para iluminación, motores eléctricos utilizados



para ejercer fuerza motriz, lavado de ropa, calentadores y gasodomésticos para la cocción (Ministerio de Minas y Energía, 2015).

### ● Residencial

A pesar de que ya existe una regulación en la que se contempla la incorporación de la infraestructura de medición avanzada (AMI), los objetivos que existen a la fecha no son lo suficientemente ambiciosos para la implementación de esta tecnología. Mediante la Resolución 101 de 2022, la CREG fijó como meta el 70% de los usuarios con medidores avanzados para el año 2030; año para el cual se le exigirá al regulador de red la incorporación del sistema de medición en el 100% de los hogares, pues se necesita de esta tecnología para reducir la demanda energética.

Estudios del despliegue de tecnologías de redes inteligentes y recomendaciones asociadas a los avances de Colombia en este ámbito, permiten establecer que una de las principales barreras que imposibilitan el despliegue de estas tecnologías, es la falta de regulación, por lo tanto, adoptar un acto administrativo que permita desarrollar la integración de las tecnologías de redes colombianas, así como mecanismos que permitan financiar los proyectos piloto de redes inteligentes.

Actualmente, los consumidores desconocen el funcionamiento del sistema eléctrico, pero no existe una educación en la que se explique la cadena de valor del servicio y los beneficios a los que podrían acceder los usuarios al cambiar el papel del consumidor pasivo dentro del sistema de generación, esto permitirá superar las barreras sociales existentes (UPME, en colaboración con Carbon Trust, Imperial College London, y la Universidad Nacional de Colombia, y con el apoyo del UK Pact, UPME et al., 2020).

Para que sea posible obtener los beneficios asociados a la implementación de medidores avanzados y de los recursos de generación distribuida, es necesario que haya una integración, actualización y reconfiguración de la infraestructura existente. De esta manera, no solo se permite el despliegue de estos recursos, sino que se evitan futuros cuellos de botella para las futuras tecnologías.

Por otro lado, es necesario que exista una alineación entre las redes eléctricas y la infraestructura de medición inteligente para que el desarrollo de esta tecnología sea exitoso; es decir, la bidireccionalidad de la electricidad no se puede convertir en un problema para las redes de distribución y transmisión. Deberá plantearse un aumento en la participación de la generación por parte de los usuarios, puede que actualmente ya se encuentre en proceso de reglamentación el GIDI para la gestión de datos, y avanzando en la instalación de los medidores inteligentes y, de igual manera que algunos ciudadanos están comenzando a ser prosumidores mediante recursos energéticos distribuidos. Sin embargo, si no existen redes inteligentes que vayan de la mano con la implementación de estas tecnologías, no será posible evidenciar las mejoras en eficiencia energética que el despliegue AMI traerá al sistema de energía eléctrica.

La política es un habilitador fundamental en el nuevo rol de los operadores del sistema de distribución, para lo cual se deben establecer acuerdos de conexión no firme para usuarios finales, escenario en el que el consumidor acepta tener un suministro limitado durante las horas de mayor demanda de electricidad y la tarifa de red se reduce, en comparación con los acuerdos de energía firme. Para ello se requieren contratos de flexibilidad bilaterales entre el operador del sistema



de distribución y los propietarios de los recursos energéticos distribuidos para que puedan prestar los servicios de flexibilidad al operador de red (Control de Voltaje, Atenuación de picos y gestión de la congestión).

También es fundamental la implementación de una diferenciación tarifaria en tiempo real que haga parte del mercado de corto plazo. Para ello se requiere habilitar diferentes aspectos: (i) un sistema de información al consumidor acerca del precio de la energía, (ii) insumos para determinar si se desconecta de la red, si consume energía del sistema o si, por el contrario, le inyecta energía al sistema; (iii) desarrollar un mercado local para los servicios de flexibilidad que pueden prestar los recursos energéticos distribuidos y respaldar la red (IRENA, 2019). De no existir una política que habilite los nuevos roles de los operadores de red, no será posible que se lleve a cabo el despliegue de la tecnología AMI. Actualmente en Colombia aún no ha entrado en operación el mercado intradiario junto con sesiones interdiarias que pertenecen al mercado mayorista, tampoco se ha creado un esquema tarifario diferenciado por horas que incentiven el uso eficiente de la energía, este hará parte del mercado de corto plazo.

El enfriamiento de los espacios representa el mayor crecimiento en la demanda energética a nivel residencial en el mundo. La creciente demanda energética necesaria para las actividades de enfriamiento tienen un impacto en el sistema eléctrico, ya que en la mayoría de los casos la actividad de enfriamiento se satisface mediante aires acondicionados o ventiladores eléctricos. Entre los años 1990 y 2016 el 13% del crecimiento de la demanda de electricidad a nivel mundial fue atribuido a los sistemas de enfriamiento, al igual que el incremento de la demanda en un 22% en las

edificaciones en el mismo periodo de tiempo.

Los aires acondicionados no emiten GEI por sí solos, únicamente cuando existen fugas o un incorrecto desecho de los refrigerantes. Sin embargo, es importante que existan medidas rigurosas respecto al etiquetado de los aires acondicionados debido a la alta demanda energética de estos equipos que se traduce en emisiones de GEI, ya que la matriz energética de Colombia no es 100% renovable. La demanda de energía eléctrica en Colombia es superior en aquellos municipios ubicados por debajo de los 500 msnm (Banco Interamericano de Desarrollo – BID, Banco Mundial – BM, 2020) debido a las condiciones climáticas que exigen de equipos de enfriamiento para el desarrollo de las actividades. Se prevé que al año 2040 la temperatura del territorio nacional aumente 0.9 °C con respecto al año 2011 (IDEAM et al., 2021), esto implicaría mayor demanda en los equipos de enfriamiento del territorio nacional. El etiquetado sirve para que los usuarios conozcan si el equipo que están adquiriendo es más o menos eficiente al momento de su operación lo cual se ve reflejado en su tarifa de energía eléctrica.

Si bien existe un reglamento técnico de etiquetado, uno de iluminación, alumbrado público e instalaciones eléctricas, por medio de los cuales se promueve la eficiencia energética, se debe extender al parque automotor y a las viviendas residenciales. La UPME desde el año 2017 se encuentra evaluando la viabilidad de establecer una norma y etiqueta de eficiencia energética vehicular en Colombia, el propósito de esta sería reducir el consumo de combustible por kilómetro recorrido en la nueva flota de vehículos automotores a nivel nacional y obligar a la producción o importación de vehículos más eficientes, mediante mejoras tecnológicas (UPME et al., 2017). Dentro de las recomendaciones



de política el PROURE recomienda establecer un etiquetado vehicular que le permita a los compradores contar con información para comparar el rendimiento energético y el impacto ambiental de los vehículos que deseen adquirir (UPME, 2021b). Al igual que con los vehículos eléctricos ya existe un plan para desarrollar e implementar un Sistema de Etiquetado Energético en Edificaciones (SEEE), esto implica que exista un despliegue de requisitos técnicos, normativos y metodológicos en dos áreas, la de la construcción y la de evaluación y certificación de las edificaciones que le permita conocer a los usuarios cuál es el desempeño energético de los edificios y permitirá identificar cuáles son los edificios que deben optar por adecuaciones debido a bajos desempeños energéticos.

También se debe incrementar la cobertura del etiquetado en otros sectores, y desarrollar una campaña que le permita al consumidor comprender las características del producto que va a adquirir, así como los beneficios que conlleva comprar una vivienda equipada con electricidad y no con gas (ni para cocción ni para calentar el agua). Ante estos escenarios se podrán fomentar beneficios tributarios que incentiven la adquisición de viviendas eléctricas, y escoger electrodomésticos y tecnologías más eficientes. Finalmente, se debería suspender el uso de plantas de generación de electricidad para autoconsumo en edificaciones residenciales que usen combustible fósil, ya existe suficiente desarrollo tecnológico en FNCER (especialmente paneles solares) para que se siga permitiendo la autogeneración a partir de estos combustibles.



#### 5.4. Bioenergía

La biomasa es la materia orgánica producida a partir de las actividades agrícolas, pecuarias, silvícolas, acuicultura, y residuos de la pesca, domésticos, comerciales e industriales. Los bioenergéticos son los combustibles obtenidos de la biomasa, pueden ser sólidos como la leña, materiales agrícolas de desecho y carbón vegetal; líquidos como el bioetanol; aceitosos como el biodiesel (biocetonas, bioqueroseno, biojetfuel); y gaseosos como el biogás, biometano o el hidrógeno (Hernández, 2011).

De acuerdo con la IEA (2021) el uso actual de bioenergía a nivel global es de menos del 5% de las necesidades energéticas totales. Por lo tanto, el pilar de bioenergía tiene dos hitos principales:

- Ampliar la proporción de combustibles biogénicos sostenibles (biogás,

biocombustibles líquidos y biomasa sólida moderna extraída de fuentes sostenibles) en el uso total de energía.

- Aumentar el uso de bioenergía moderna (entendida como biogases, biocombustibles líquidos y biomasa sólida cosechada de fuentes sostenibles. Excluye el uso tradicional de biomasa), a 102 EJ en 2050 a nivel global, cubriendo casi el 20% de las necesidades energéticas totales.

En Colombia, en el año 2020 el suministro total de energía por bioenergía fue de 0.0236 EJ (Universidad de los Andes, 2021), y en el consumo final de energía la bioenergía tiene una participación del 16% según el PEN. De acuerdo con las proyecciones del PEN se plantea para el año 2050 una participación del 9% en el consumo energético final. Sin embargo,





las proyecciones indican que este porcentaje con las tecnologías adecuadas podría aumentar para el mismo período de tiempo, en especial para el sector industrial, para el cual se proyecta una participación del 23%.

Es necesario que en el marco de las proyecciones de disminución, aumento o reemplazo de bioenergía, se deberá avanzar en identificar el tipo de bioenergía a utilizar en cada sector y proceso, pues, documentos como el PEN, no consideran este nivel de detalle. Para esto, la IEA (2021) indica que:

- i) para el sector de la electricidad, la bioenergía sólida proporciona generación flexible de bajas emisiones para complementar la generación de energía solar y eólica.
- ii) en la industria, la bioenergía sólida proporciona calor a alta temperatura y contribuye en una amplia gama de aplicaciones industriales. Sin embargo, para procesos de altas temperaturas como la industria del cemento, acero y química tendrán un rol mucho más importante las tecnologías de hidrógeno y CCUS. Otros subsectores intensivos en energía, como el aluminio, el papel, otros minerales no metálicos y metales no ferrosos, así como industrias ligeras que producen vehículos, maquinaria, alimentos, madera, textiles y otros bienes de consumo, junto con la energía consumida en las operaciones de construcción y minería, a diferencia de las industrias pesadas, la mayoría de las tecnologías requeridas están disponibles en el mercado y listas para implementarse, esto se debe a que más del 90% de la demanda total de calor es de baja/media temperatura, que puede electrificarse más fácil y eficientemente. De igual manera, para

procesos que requieran temperaturas bajas (<100 °C) y algo de media (100-400 °C), la electrificación incluye un papel importante para las bombas de calor.

iii) la demanda moderna de bioenergía sólida en el sector residencial aumenta en gran parte para su uso en estufas mejoradas a medida que desaparecen los usos tradicionales no sostenibles de la biomasa. También se usa cada vez más para calentar espacios y agua en este sector. Por otro lado, los digestores de biogás domésticos en áreas rurales proporcionan una fuente de energía renovable y cocina limpia.

iv) el consumo de biocombustibles líquidos se posicionará principalmente en el transporte por carretera y su uso se trasladará al transporte marítimo y la aviación a medida que la electricidad domine cada vez más el transporte por carretera.

Tabla 7. Diagnóstico participación de bioenergía en el consumo final de energía

Hitos	Año	GLOBAL IEA		COLOMBIA		
		Meta Tabla 2.8 y Anexo A (World TFC)	Meta/Compr omiso Colombia	Proyección PEN Escenario Disrupción	Recomendación Escenario de descarbonización profunda Universidad de Los Andes, 2021	Recomendación Escenario Ruta a Cero Neto Recomendación de Transforma, 2022
<b>Suministro total de energía (EJ)</b>	<b>2020</b>	63	<b>Línea base: 0.236</b> <i>Fuente: Universidad de los Andes, 2021</i>			
	<b>2030</b>	72	-	-	0.283	-
	<b>2050</b>	102	-	0.04	0.162	0.15-0.18
<b>Consumo final de energía</b>						
% de bioenergía en el consumo final de energía	<b>2020</b>	10%	<b>Línea base: 16%</b> <i>Fuente: PEN</i>			
	<b>2030</b>	12%	-	8%	-	-
	<b>2050</b>	14%	-	9%	-	10% - 11%
<b>Industria</b>						
% de bioenergía en el consumo final de industria	<b>2020</b>	6%	<b>Línea base: 19%</b> <i>Fuente: PEN</i>			
	<b>2030</b>	9%	-	18%	-	-
	<b>2050</b>	13%	-	23%	-	~10%
<b>Transporte</b>						
% de bioenergía en el consumo final de transporte	<b>2020</b>	3%	<b>Línea base: 0%</b> <i>Fuente: PEN</i>			
	<b>2030</b>	11%	-	0%	-	-
	<b>2050</b>	16%	-	0%	-	~10%
<b>Edificaciones</b>						
% de bioenergía en el consumo final de edificaciones	<b>2020</b>	4%	<b>Línea base: 38%</b> <i>Fuente: PEN</i>			
	<b>2030</b>	10%	-	13%	-	-
	<b>2050</b>	10%	-	0%	-	11% - 13%

Fuente: (Universidad de los Andes, 2021); (UPME, 2021a); (Transforma, 2022)

El escenario de *descarbonización profunda* planteado en la E2050 por parte de la Universidad de los Andes (2021), proyecta que el suministro total de energía de bioenergía para el año 2030 corresponderá a 0.283 EJ y de 0.162 a 2050; para el cual se estima que toda la bioenergía en 2050 proviene de fuentes

sostenibles y las cifras para el uso total de bioenergía está muy por debajo de las estimaciones de su potencial sostenible, evitando así el riesgo de impactos negativos sobre la biodiversidad, los sistemas de agua dulce y precios y disponibilidad de alimentos. Sin embargo, la información disponible de este



escenario no presenta cifras claras sobre la participación de la bioenergía en el consumo final.

La misión de transformación energética estipula que se debería aprovechar la biomasa sólida y líquida para alcanzar un aumento del 9 al 15% en la participación de producción de energía (UPME, 2021a). De igual manera, la Estrategia de Economía Circular plantea como meta para el año 2030, incrementar en un 20% el aprovechamiento de la biomasa residual con respecto a la línea base de los sectores priorizados en el año 2020, así como la promoción para el 2022 de un aumento como mínimo del 10% en la capacidad actual instalada de generación con biomasa (Gobierno de Colombia, 2019).

El énfasis en la estrategia de economía circular en la optimización de rendimientos de recursos está en la biomasa residual no disputable en la producción de biogás, en donde se destacan las posibilidades que tiene el país de producir biogás a partir de biomasa residual, el potencial teórico de generación de biogás es de aproximadamente 5.7 PJ/año (Gobierno de Colombia, 2019).

A la luz del ejercicio indicativo realizado por Transforma, el escenario *Ruta a Cero Neto* estima una participación de la bioenergía entre el 9% y 11% en el consumo final de energía, y a nivel sectorial, muestra una participación del 10% en transporte (en donde se deberá además apostarle a una alta electrificación en este sector), 10% en industria, y entre 11% y 13% en sector residencial para el año 2050.

#### 5.4.1. Recomendaciones para la carbono neutralidad

Los biocombustibles más representativos en Colombia han sido el bioetanol y el biodiesel. Actualmente se producen 1,200,000 litros diariamente de bioetanol, con plantas ubicadas en el Valle del Cauca (5) y en el Meta (1); producción que permite una mezcla promedio del 8,5% con la gasolina. En cuanto al biodiesel, la producción llega a 10.000 barriles diarios generados en la Costa Caribe, Barrancabermeja y Cundinamarca, los cuales surten la mezcla de 9%. Se proyecta un incremento de etanol correspondiente a una mezcla del 10% así como de biodiesel de 12%. La producción mundial de etanol proyecta una elevación al 2029 que le permitirá llegar a los 140 miles de millones de litros y las materias primas seguirán siendo caña de azúcar y maíz, las cuales cubrirían la producción países en desarrollo como Brasil, Argentina, Tailandia, Indonesia, India y China (Rey et al., 2021)

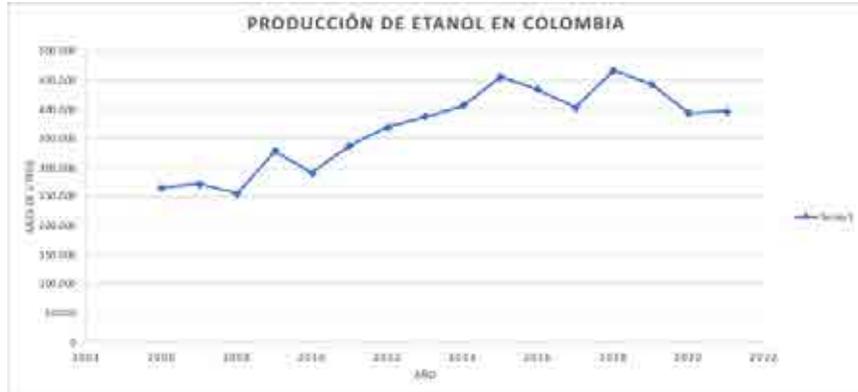
Los biocombustibles se han posicionado en Colombia bajo el amparo de generar diversos beneficios, como se señala en la Ley 693 de 2001, contribuyen en la autosuficiencia energética, saneamiento ambiental, desarrollo y empleo rural; además con el Documento CONPES 3510, su producción aumentó significativamente. Un reto que debe ser gestionado adecuadamente para poder ampliar la producción está dado por el recurso suelo, el cual es indispensable para la obtención de caña de azúcar, palma de cera y cereales que se destinen a esta finalidad. Se deberá velar por mantener prácticas adecuadas de los cultivos que no incrementen la deforestación, ni procesos de degradación del suelo, así mismo que no empeoren las emisiones propias del sector AFOLU. Para dimensionar el reto a



continuación se muestra el incremento anual en la producción de etanol, así

como las hectáreas con cultivo de palma de aceite (figura 13 y 14).

Figura 13. Producción de etanol en Colombia

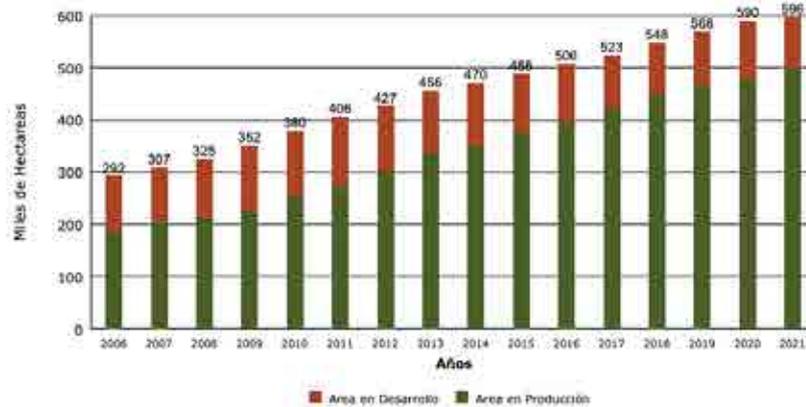


Fuente: BALANCE AZUCARERO COLOMBIANO ASOCAÑA 2000 - 2022 (TONELADAS)

A partir de este estudio, el escenario *Ruta a Cero Neto* de Transforma recomienda que el uso de bioenergéticos de bajas emisiones alcance entre el 10% y 11% de la demanda final de energía,

principalmente reemplazando el uso de combustibles fósiles en los sectores de transporte e industria. Esto corresponde a 166 PJ, considerando la demanda total del escenario de disrupción del PEN

Figura 14. Evolución histórica del área sembrada con palma de aceite en Colombia



Fuente: Fedepalma

La producción de estos combustibles requiere articulación con diferentes sectores, a continuación se abordan uno a uno:

- **Transporte**

La producción de biocombustibles cuenta con incentivos tributarios específicos, como la exención del IVA (Leyes 788 de 2002 y 944 de 2004), de impuesto de

renta por diez años para los cultivos de tardío rendimiento (Ley 939 de 2004 y Decreto 3492 de 2007), el cual se incrementó por 10 años más mediante la Ley 1819 de 2016 en 9% adicional (Segura Sáenz, 2019). Adicionalmente, esta última Ley estableció el impuesto al carbono el cual aplica para los combustibles fósiles, y da una exención de este impuesto para el bioetanol y el biodiésel. De otro lado, se





generó una demanda obligatoria, actualmente la Resolución 40111 de 2021 establece una mezcla de 10% de alcohol carburante para gasolina, y con base en la Resolución 41421 del mismo año, se fijó el 12% de biodiesel.

Sin embargo, el sector presenta limitaciones en la oferta de estos biocombustibles por lo que la mezcla real utilizada es en promedio de 9,2% (8% en centro oriente y 10% en el resto). Según la Federación Nacional de Biocombustibles, el sector está trabajando para aumentar el acceso a mezclas superiores como es el caso del B20 (20% Biodiesel) (Fedebiocombustibles, 2022).

Como resultado de las limitaciones en la oferta, actualmente los biocombustibles representan en promedio el 6% de la demanda energética del transporte en Colombia (UPME, 2021a). El reporte Net Zero de la IEA estima que la mezcla de biocombustibles en transporte terrestre deberá alcanzar 15% en 2030 y más del 40% en 2050 bajo un escenario de carbono-neutralidad (IEA, 2021), mientras que el escenario de carbono neutralidad de la E2050 elaborado por la Universidad de los Andes (2021) estima mezclas entre 55-70% (considerando una electrificación baja del transporte terrestre).

En el caso de Colombia el Ministerio de Minas y Energía ha planteado la posibilidad de incrementar la mezcla de biocombustibles hasta un 12% en el diésel y en la gasolina, esto ha traído muchos detractores como es el caso de Fendipetróleo Nacional (La Federación Nacional de Distribuidores de Combustibles y Energéticos) en donde exponen algunos riesgos del incremento de la mezcla al 12%, según Fendipetróleo habrá un impacto en el almacenamiento de las estaciones de servicio (EDS), puede afectar los motores de los vehículos, ya que la Carta Mundial de Combustibles

recomienda que las mezclas no sean superiores al 7% y existe un consenso entre los fabricantes de los vehículos que hasta un 7% máximo. Además, mencionan un riesgo al productor, ya que se elevaría el precio de la mezcla B10 a B12 y esto haría que el biocombustible represente cerca al 39% del costo de las materias primas de la mezcla (Fendipetróleo Nacional, 2021).

Así, existen recomendaciones a nivel internacional de un aumento en el uso de biocombustible y proyecciones como el escenario carbono neutral de la E2050 (Universidad de los Andes, 2021) soportan la descarbonización del sector transporte en aumentos de mezclas, aun cuando existen riesgos y debates dentro del sector involucrado, por lo tanto, es necesario replantear la transformación energética de dicho sector soportando el uso de biocombustibles como una alternativa residual que no ponga en riesgo la apuesta de electrificación planteada en el escenario Ruta a Cero Neto por Transforma.

Un aspecto importante con respecto a lo anterior se relaciona con las inversiones que se requieren para ampliar la producción, en donde se debe tener presente que las plantas de etanol con capacidad instalada actual requirió inversiones de USD\$900 millones, y la producción de 986.000 toneladas/año de biodiésel significó inversiones de USD\$2.000 millones. No se tiene una proyección de ampliación de la capacidad instalada, por la falta de una dinámica de inversión que promueva la política pública (Palacio & vasco, 2020). Por tanto, se señala en la literatura la necesidad de avanzar en los biocombustibles de segunda y tercera generación para disminuir las presiones ambientales y sociales, así como haciendo uso de las Zonas de Interés de Desarrollo Rural, Económico y Social (ZIDRES),



relacionadas con el cambio con el uso del suelo.

Los apoyos políticos que se han brindado para el desarrollo de los biocombustibles se relacionan con los beneficios que profesan los gremios, adicionales a los relacionados con GEI, se señalan los efectos sociales, Fedebiocombustibles (2019) indica que la agroindustrial genera 28.444 empleos directos y 150.072 empleos indirectos, 85% ubicados en el eslabón agrícola y el resto en la parte industrial. Fedesarrollo (2015), por su parte expone que por cada hectárea de caña se genera 0,24 empleos directos para cultivo no mecanizado, mientras que para el cultivo de palma se aproxima un empleo por 3,2 hectáreas. El estudio de Barrientos y vasco (2020) concluye que no existe un gran impacto sobre el empleo si se modifican las mezclas de los

biocombustibles, por lo que no debe ser un factor político relevante (Barrientos & vasco, 2020).

El precio de los biocombustibles actualmente se estima con una relación del precio del petróleo, si este se duplica, el biocombustible mantendrá una tendencia ascendente. Sin embargo, los países generalmente emplean esquemas de precios fijados en el esquema de cost plus o price cup, con fórmulas polinómicas, y tienen bandas superiores e inferiores, con relación a los precios de la materia prima, precios de sustitutos fósiles, precios de frontera de combustible fósil o de biocombustible, precios de paridades de frontera, entre otros (IICA, 2021) (figura 15), adicionalmente, algunos países son flexibles con las mezclas con una obligación de cumplimiento de 20% (E20).

Figura 15. Esquema de precios biocombustibles

Precio del biodiésel = (costo del aceite + costo del metanol + costo de la mano de obra + amortización del capital + resto de costos subproductos)	
<p>Costo del aceite = <math>\alpha</math> * precio del aceite Los precios del aceite tienen fluctuar entre las referencias de frontera (cantidad de exportación o de importación) más costos asociados, como el transporte. El parámetro <math>\alpha</math> expresa el consumo específico de aceite necesario para producir una unidad de biodiésel.</p>	<p>Costo del metanol = <math>\beta</math> * precio del metanol Como en el caso del aceite, el cálculo del precio del metanol para el mercado interno debe ser ajustado por el parámetro <math>\beta</math>, que refleja su consumo específico en el proceso productivo.</p>
<p>Amortización del capital = precio de amortización En el caso de la amortización del capital invertido, suele establecerse un valor que refleja la depreciación del capital durante un período dado.</p>	
<p>El precio de la hora hombre debe representar la media del precio (salario) por hora remunerativa dedicada a la industria en particular. En caso de que existan sindicatos en este sector, los acuerdos colectivos de trabajo suelen ser un buen indicador para acceder a esta información. Dicho precio debe multiplicarse por el parámetro <math>\mu</math>, que debe reflejar la cantidad de horas hombre necesarias para producir una unidad de biodiésel.</p>	
<p>Resto de costos = precio del resto de los costos Como en el caso de la amortización, este concepto suele expresarse como un valor monetario que refleja todos los costos no comprendidos en los ítems anteriores (metilato de sodio, electricidad, gas natural, otros combustibles, etc.)</p>	
<p>Subproductos = <math>\gamma</math> * ingresos por subproductos Cuando la fórmula de precios tiene componentes no regulados, se puede introducir un descuento por el ingreso proveniente de los subproductos obtenidos. En este caso, el ingreso será el resultado de la cantidad de glicerina vendida a un determinado precio. Dicho descuento puede estar multiplicado por el parámetro <math>\gamma</math>, que se ubica entre 0 y 1. Este factor permite asociar una tasa de ganancia a los subproductos. De esta forma, si el factor es 1, entonces la empresa no tendrá ganancias asociadas a la venta del subproducto (solo recuperará los costos). Mientras más se aleje de 1, mayor será la tasa de ganancia.</p>	

Fuente: Elaboración propia con base en información IICA, 2021

Según la IEA, los biocombustibles modernos deberán suplir entre el 10-15% de la demanda de energía para vehículos terrestres en 2050, lo que correspondería a una mezcla aproximada de 40% de biocombustibles. Sin embargo, esto requiere una adaptación tecnológica en el parque automotor para poder operar

adecuadamente con este tipo de mezclas (IEA, 2017a).

Actualmente, diferentes países han implementado mezclas superiores al 10% en etanol y al 20% en diésel. Por ejemplo, Brasil exige una mezcla E27 en gasolina; Tailandia y Estados Unidos cuentan con



mercados emergentes de E85, y Suecia desarrolló el biocombustible ED95 (95% alcohol carburante, 5% aditivos para mejorar el desempeño) que ya se utiliza en diferentes países para flotas de carga y buses (IEA, 2017). En Indonesia, desde 2015 la legislación exige una mezcla E20 en gasolina a partir de 2025 y una mezcla B30 en diésel a partir de 2020, y el gobierno actual planea expandir la exigencia a B40 este año, dado que la producción actual de biodiesel ya ha permitido alcanzar la meta anterior (IESR, 2021). Sin embargo, aún se están evaluando los impactos ambientales de dicha producción a gran escala.

También se cuenta con experiencias en el caso de aviación, Air France realiza el vuelo de Toulouse a París en un Airbus A321 con una mezcla del 50% de biocombustible en ambos motores. España, Iberia y Repsol hicieron un vuelo en A320 entre Madrid - Barcelona con 25% de biocombustible, y Estados Unidos también se tiene la experiencia de B737 de Continental Airlines. La corporación Petroquímica de China obtuvo licencia para dar uso comercial del biocombustible para aviación, y los tres grandes constructores de aviones Airbus, Boeing y Embraer firmaron desde el 2012 un acuerdo de intención y colaboración para desarrollar biocombustible de aviación (Rincón et al., 2021).

Para transporte de carga, se ha observado que la mezcla de biodiesel que se produce actualmente en Colombia no puede superar el 12%, pues el punto de nube de la mezcla está alrededor de 4 °C. Para temperaturas inferiores se comienza a solidificar el biodiésel, lo que causa taponamientos y averías en los motores al impedir el suministro de combustible (Lombana Coy, 2015) y muchas de las rutas de carga deben transitar por regiones en donde se alcanzan

temperaturas inferiores, como los páramos.

Así, la recomendación que se da por parte de la IEA a nivel mundial no es extrapolable a Colombia según las condiciones actuales del sector de los biocombustibles en el país. Para implementar mezclas superiores, como lo recomienda también la E2050, sería necesario desarrollar nuevos procesos de producción e impulsar un recambio tecnológico en el parque automotor, en cuyo caso sería más eficiente adoptar vehículos eléctricos y de cero emisiones. Finalmente, la ampliación de la superficie cultivable destinada a biocombustibles no puede significar un riesgo de inseguridad alimentaria, ocasionar deforestación, ni ser un factor de conflicto en el recurso hídrico.

- **Industria**

El principal uso de biomasa en industria se ha desarrollado en el marco de los ingenios azucareros a través del aprovechamiento del bagazo de caña y otros residuos para quema directa o autogeneración de electricidad, pues el programa de biocombustibles creó una industria paralela con un aprovechamiento doble propósito por lo que se sustituyó el azúcar destinado a la exportación para la producción de etanol (Palacio & Vasco, 2020). Colombia cuenta con un alto potencial para aprovechamiento de biomasa residual, por ejemplo a través de procesos de peletización y combustión en calderas. Este potencial teórico se estima en cerca de 150 PJ/año (Rincón Martínez et al., 2018), que corresponde al 50% de la demanda energética actual de la industria. Sin embargo, no se tiene certeza del potencial práctico realmente aprovechable, que para otras formas de energía es cerca del 1-5% del valor teórico.





El escenario de interrupción del PEN estima una participación de 18% biomasa en la industria a 2030, y 23% en 2050, sin embargo, esto implicaría una dependencia de 30% del gas natural en 2050 (UPME, 2021a). Un escenario de carbono-neutralidad y disminución en el uso de combustibles fósiles, de acuerdo con las estimaciones del escenario *Ruta a Cero Neto* propuesto por Transforma requerirá entonces que, se supla por lo menos un 10% de la demanda de la industria a través de biocombustibles modernos. Un pequeño porcentaje de este consumo podrá suplirse con aprovechamientos distribuidos de biogás, según las necesidades de cada caso. Esto incluye también la categoría de otras industrias del Balance Nacional de Energía: agroindustria, minería y construcción. De hecho, la demanda del sector agroindustrial deberá aumentar significativamente en un escenario de transición económica para la carbono neutralidad, que deberá considerar el reemplazo de exportaciones de combustibles fósiles por otros productos, incluidos los agroindustriales.

- **Residencial**

Contrario a lo que sugiere el PEN, cerca del 10% de la demanda de energía en sector residencial se puede suplir con biomasa, a través de fogones eficientes y de bajas emisiones de leña. Esto permite eliminar el uso de combustibles fósiles como GLP en el sector residencial. En línea con esto, entre las medidas del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible de la NDC de Colombia, se encuentra la sustitución de fogones tradicionales de leña por estufas eficientes con una meta de 1.000.000 de estufas eficientes de cocción por leña entre 2021- 2030.

Actualmente , más de 1 millón de hogares usan la leña como único energético para cocinar, debido a diferentes factores

como disponibilidad de energéticos, factores geográficos y culturales (UPME & Consorcio Estrategia Rural Sostenible, 2019). Si bien es posible pensar en una diversificación de los energéticos para cocción, es importante considerar que, debido a los factores mencionados, muchos de estos hogares seguirán contando con la leña como su principal fuente de energía. Por esto, debe considerarse un programa de reemplazo de fogones tradicionales por estufas de leña mejoradas, lo que permitiría reducir en un 65% el consumo de leña por hogar para suplir las mismas necesidades de cocción y, además, reducir el riesgo de desarrollar enfermedades respiratorias (UPME & Consorcio Estrategia Rural Sostenible, 2019). Finalmente, se deben evaluar alternativas híbridas con bioenergéticos como el biogás, buscando eliminar la dependencia de combustibles fósiles.

Como se señala en la Misión de transformación energética la transición hacia cocinas 100% limpias es compleja, implica retos sociales y culturales de poblaciones que tradicionalmente han usado leña para cocinar. En Colombia se han desarrollado programas de sustitución por estufas eficientes de leña, a partir de los cuales se han realizado evaluaciones relacionadas con su aceptación que han permitido validar que cerca del 16% de los usuarios no ha logrado la adopción de la tecnología, así mismo, que el 74% de los beneficiarios no ha destruido o descartado el fogón tradicional (Aristizábal Hernández, 2018, #).

De esta manera, pueden generarse estrategias complementarias que incentiven esta actividad mediante bonos que fomenten el recambio tecnológico y se deberá contemplar cómo las instituciones públicas pueden avanzar en la recolección y destrucción de los fogones tradicionales, en términos





logísticos. Para la implementación se considera prudente, como lo señala la Misión, la unión institucional entre los ministerios de salud, minas y energía, y ambiente, bajo el amparo de los impactos que esta sustitución genera, pues se deberá destinar un rubro de financiación a través de subsidios que viabilicen esta actividad. Cabe resaltar que los apoyos deben estar direccionados al reemplazo de la tecnología (fogón o estufa de leña por una más eficiente) y no al reemplazo de energético por GLP, pues la leña es un energético renovable, mientras que el GLP no.

- **Articulación con el sector agropecuario**

El desarrollo de biocombustibles con el sector agropecuario tiene dos campos de acción. Primero, se encuentra lo relacionado con la producción de los cultivos que se destinarán a la producción de los biocombustibles. El Decreto 4145 de 2011, que destina a la UPRA para identificar el suelo rural apto para el desarrollo agropecuario y orientar los POT, junto con el Decreto 1071 de 2015, que mediante las zonas de reserva campesina busca controlar la expansión inadecuada de la frontera agropecuaria, la cual fue definida en el año 2018 en 40.075.960 hectáreas constituyen parte de la política habilitante.

Vale la pena también resaltar las necesidades hídricas de los cultivos, ya que se estima que se requieren 2,500 litros de agua para producir un (1) litro de biocombustible, es decir, que si se proyecta una expansión a 30 millones de hectáreas se requerirán 180 km<sup>3</sup> adicionales de agua (Rey et al., 2021). En este sentido, también se cuenta con la Guía de sostenibilidad en las etapas de producción y procesamiento de la biomasa en la cadena de biocombustibles en Colombia - GTC:213, del 2011.

El segundo aspecto corresponde al uso de los residuos provenientes del sector agropecuario, los cuales en el marco de la política de economía circular y de Crecimiento Verde recomiendan aumentar el aprovechamiento de residuos sólidos con potencial energético, para el año 2018, se identificó que existía una capacidad de generación de electricidad a partir de las 900 mil toneladas de residuos sólidos producidos mensualmente a nivel nacional. La biomasa también requiere de la articulación del sector energético con el agropecuario. Los residuos que se generan en la actividad agrícola y el procesamiento de productos primarios es usualmente incinerada (ocasionando algunas veces quemadas descontroladas) o llevada a rellenos sanitarios (para el 2017 se aproximaron 72 millones de toneladas por año), así como los restos de actividades pecuarias (avícola, porcina y bovina) que se desarrollan ampliamente en diferentes departamentos y han sido caracterizados en el censo agropecuario, tienen un potencial energético. Por ejemplo, Cenicafe ha estudiado la viabilidad de producir biogás, bioetanol, pero se requiere una logística que lo habilite: recolección, transporte, acopio, tratamiento y uso. Estas actividades puntuales deben ser promovidas y organizadas por la institucionalidad agrícola (Ministerio de Agricultura y Desarrollo Sostenible, con apoyo de las UMATAS) imponiendo que los privados dispongan la materia prima para la generación de energía. La determinación de lineamientos para el manejo de los residuos puede ser incluido en el Decreto 1071 de 2012. En este sentido se podrá incluir un artículo que obligue el adecuado manejo de los restos agropecuarios con potencial energético, su acopio, tratamiento y uso.

En línea con lo anterior, LEDS LAC en su más reciente análisis de las barreras a la



inversión en biogás en Colombia indican que los productores de los sectores generadores de biomasa no siempre conocen el potencial de aprovechamiento energético de la biomasa residual y los beneficios generados, viendo su gestión y/o eliminación como un gasto adicional, por lo que se convierte en un tema clave tomar medidas para crear conciencia sobre la oportunidad de aprovechamiento energético de biomasa residual en sectores agropecuarios con alto potencial (LEDS LAC, 2021).

Finalmente, en Colombia existen políticas y regulaciones que establecen un marco propicio para el desarrollo del biogás, sin embargo, desarrolladores de proyectos no las conocen ni visibilizan su interacción, por esta razón, (LEDS LAC, 2021) recomienda la compilación del marco estratégico nacional relacionado de manera directa o indirecta con la biomasa residual y la producción de biogás y el digestato, para luego apostarle a una divulgación clara y de fácil acceso para todos los involucrados en la cadena de desarrollo del biogás en Colombia.

- **Articulación con el sector Vivienda, Ciudad y Territorio**

El acceso a los residuos para la generación de biocombustibles dependerá de la coordinación entre los sectores. El Documento Conpes 3874 de 2016 y el Decreto único reglamentario de Vivienda (1784/17) procuran la economía circular y el aprovechamiento del valor energético de los residuos sólidos; ejercicios que deben ser fortalecidos y además implementados. Mediante el Decreto 1287 de 2014 se avanzó el manejo de las Plantas de Tratamiento de Aguas Residuales, no obstante no es obligatoria la digestión anaerobia en el tratamiento de las aguas servidas ni se impone el aprovechamiento como energético.

Se debe tener presente que actualmente se estima que el aprovechamiento de residuos agroindustriales y de edificaciones en el país pueden suplir aproximadamente 5 PJ de biogás (UPME & UNAL, 2018), lo que representa el 2.4% de la demanda actual de gas natural del país. Sin embargo, este es un potencial teórico, por lo que en la práctica puede ser mucho menor. El potencial teórico de biogás en los principales rellenos sanitarios es de 2.6 PJ (UPME & UNAL, 2018), lo que podría abastecer plantas eléctricas distribuidas con una potencia total aproximada de 140 MW. La producción masiva de biocombustibles requerirá entonces grandes extensiones de tierra, y por ende, grandes cantidades de agua para su irrigación.

Vale la pena resaltar también que en la Ley 1715 de 2014 se reconoció a los residuos sólidos como una FNCER, para los cuales las corporaciones autónomas deben caracterizarlos y valorarlos. La UPME desarrolló un prototipo de un proyecto WTE (Waste to Energy) en Montería, a partir del cual recomendó fomentar uniones, a nivel municipal o departamental, para desarrollar estos proyectos.

Finalmente, en el marco la NDC de Colombia, el Ministerio de Vivienda, Ciudad y Territorio algunas de las medidas se encuentran enmarcadas en la gestión integral de los residuos sólidos municipales que se encuentran relacionadas con actividades complementarias a la disposición final, en el marco del PIGCCS, entre las cuales está el aprovechamiento de biogás en rellenos sanitarios (generación de energía eléctrica), con una meta de porcentaje de biogás generado y aprovechado en el Relleno Sanitario de Doña Juana de 0.4% a 2025 y 0.6% a 2030, así como en la gestión de las Aguas Residuales Domésticas contemplando la gestión de biogás





mediante quema y/o aprovechamiento en plantas de tratamiento.



## 5.5. Hidrógeno y combustibles a base de hidrógeno

Actualmente, el enfoque de la IEA para el uso de hidrógeno como pilar de descarbonización es la conversión de la energía a partir de fuentes fósiles o fuentes renovables por energía a partir de hidrógeno con bajo contenido de carbono de manera que se pueda utilizar la infraestructura de transmisión y distribución existente. Esto incluye el uso de hidrógeno en la industria, en las refinerías y en las plantas de generación, y la mezcla de hidrógeno con gas natural para la distribución a usuarios finales (IEA, 2021).

Dependiendo de los insumos utilizados y las tecnologías empleadas, existen diversas formas de producción de hidrógeno, clasificándose así según la sostenibilidad del vector energético que depende en gran medida de la tecnología de producción y la fuente de energía (MinMinas, 2021b). Hoy en día se considera que el hidrógeno de bajas emisiones se puede producir por medio de electrólisis en donde se usa electricidad generada a partir de fuentes renovables (hidrógeno verde) o capturando y almacenando el carbono generado en la producción de hidrógeno a partir de combustibles fósiles (hidrógeno azul) (IEA, 2021). Sin embargo, es de resaltar que el hidrógeno azul sigue siendo dependiente de la extracción de combustibles fósiles, lo que va en contravía de la carbono-neutralidad, e incluso contando con la tecnología de captura tendría más emisiones de gases efecto invernadero que el hidrógeno verde (en especial el hidrógeno a partir de carbón) (Longden et al., 2022, Noussan et al., 2021). Por ejemplo, Ullman & Kittner (2022) muestran que, si se consideran proyectos de hidrógeno en La Guajira, el hidrógeno azul a partir de la gasificación

del carbón también tendría mayores impactos ambientales como emisiones de material particulado y consumo de agua que el hidrógeno verde a partir de energía eólica.

Actualmente, Colombia tiene una producción anual de hidrógeno estimada en 0.15 Mt, la cual se produce mediante reformado de gas natural (hidrógeno gris) y se consume principalmente en las refinerías (MinMinas, 2021b). Sin embargo, en la reciente hoja de ruta del hidrógeno del Ministerio de Minas y Energía presentan el hidrógeno de bajas emisiones como un nuevo vector energético clave en la transformación y descarbonización de la economía colombiana.

De esta manera, la hoja de ruta del hidrógeno proyecta un crecimiento moderado en la producción de hidrógeno de bajas emisiones (verde o azul), donde a 2030 se alcanzaría una producción total de 0.12 Mt. Entre 2040 y 2050 se espera posicionar el hidrógeno con nuevos usos en la industria y transporte principalmente, estimando una producción de 1.85 Mt (MinMinas, 2021b). Por otro lado, el PEN en el escenario de disrupción, estima una producción de 560 toneladas diarias y alcanzaría 5300 toneladas diarias en 2050 (UPME, 2021a), lo que se proyecta a una producción aproximada de 0.2 Mt a 2030 y 1.9 a 2050. Sin embargo, estas proyecciones pueden quedarse cortas en un escenario de carbono-neutralidad, en donde para suplir la demanda estimada en el escenario *Ruta a Cero Neto* propuesto por Transforma se necesitaría una producción estimada entre 2-3 Mt anuales (entre 6000-7500 toneladas diarias).

Tabla 8. Diagnóstico producción total de combustibles a base de hidrógeno (Mt)





Hitos	Año	GLOBAL IEA		COLOMBIA	
		Meta Tabla 2.7 y Tabla 3.1	Meta/Compromiso Colombia Hoja de Ruta del Hidrógeno, 2021	Proyección Hoja de Ruta del Hidrógeno, 2021	Recomendación Escenario Ruta a Cero Neto Recomendación de Transforma, 2022
Producción total de combustibles a base de hidrógeno (Mt)	2020	87	<b>Línea base: 0.15</b> <i>Fuente: Hoja de Ruta del Hidrógeno</i>		
	2030	212	0.05	0.12 - 0.2	-
	2050	528	-	1.85 - 1.9	2-3
Producción de hidrógeno bajo en carbono (Mt)	2020	9	<b>Línea base: 0</b> <i>Fuente: Hoja de Ruta del Hidrógeno</i>		
	2030	150	-	0.12 - 0.2	
	2050	520	-	1.85 - 1.9	2-3
participación a base de electrólisis	2020	5%	<b>Línea base: 0</b> <i>Fuente: Hoja de Ruta del Hidrógeno</i>		
	2030	54%	-	-	
	2050	62%	-	-	100%
Capacidad de electrolizadores (GW)	2020	<1	<b>Línea base: 0</b> <i>Fuente: Hoja de Ruta del Hidrógeno</i>		
	2030	850	1	1	1-3
	2050	3585	-	-	40-60
Demanda de electricidad para la producción de H2 (TWh)	2020	1	<b>Línea base: 0</b> <i>Fuente: Hoja de Ruta del Hidrógeno</i>		
	2030	3850	-	-	-
	2050	14500	-	-	80-100

Fuente: (MinMinas, 2021b); (UPME, 2021a); (Transforma, 2022)

Colombia espera desarrollarse como exportador de hidrógeno, por lo que entre sus metas a 2030 en la hoja de ruta del MME se plantea desarrollar entre 1 y 3 GW de electrólisis en regiones con potencial renovable que permita minimizar costos para así alcanzar un hidrógeno verde competitivo (MinMinas, 2021b). Sin embargo, es de resaltar que una hoja de

ruta enfocada principalmente a exportación puede entrar en conflicto con la transformación del consumo energético dentro del país, por lo que los planes deben ser mucho más ambiciosos, para considerar tanto un mercado interno como exterior.

Tabla 9. Diagnóstico participación en el consumo final de combustibles a base de hidrógeno





Hitos	Año	GLOBAL IEA		COLOMBIA	
		Meta Tabla 2.7 y Anexo A (World TFC)	Meta/Compromiso Colombia	Proyección PEN Escenario Disrupción	Recomendación Escenario Ruta a Cero Neto Recomendación de Transforma, 2022
<b>Consumo total de combustibles a base de hidrógeno con fines energéticos (Mt)</b>	<b>2020</b>	87	<b>Línea base: 0</b> <i>No se usa como combustible</i>		
	<b>2030</b>	212	-	0.252	-
	<b>2050</b>	528	-	0.785	2-3
Participación de hidrógeno en el consumo final total	<b>2020</b>	0%	<b>Línea base: 0</b> <i>No se usa como combustible</i>		
	<b>2030</b>	2%	-	2%	2%
	<b>2050</b>	8%	-	8%	17-18%
<b>Industria</b>					
Participación de hidrógeno en el consumo final en la industria	<b>2020</b>	0%	<b>Línea base: 0</b> <i>No se usa como combustible</i>		
	<b>2030</b>	2%	-	7%	-
	<b>2050</b>	3%	-	15%	25%
<b>Transporte</b>					
Participación de hidrógeno en el consumo final en el transporte	<b>2020</b>	0%	<b>Línea base: 0</b> <i>No se usa como combustible</i>		
	<b>2030</b>	1%	-	0%	-
	<b>2050</b>	16%	-	9%	17%
<b>Residencial</b>					
Participación de hidrógeno en el consumo final en el sector residencial	<b>2020</b>	0%	<b>Línea base: 0</b> <i>No se usa como combustible</i>		
	<b>2030</b>	2%	-	0%	-
	<b>2050</b>	2%	-	0%	0%

Fuente: (UPME, 2021a); (Transforma, 2022)

En lo referente a la participación del hidrógeno en el consumo final de energía el PEN en su escenario de disrupción proyecta una participación del 2% a 2030, y del 8% a 2050, y a nivel sectorial a 2050, un 15% en industria y 9% en transporte. No obstante, con miras a un escenario carbono neutral, a la luz del ejercicio indicativo del escenario *Ruta a Cero Neto* se recomienda que su participación sea entre el 17% y 18% a 2050, con unas

participaciones a nivel sectorial de 25% en industria y 17% en transporte.

### 5.5.1. Recomendaciones para la carbono neutralidad

El hidrógeno es incorporado dentro de las FNCER a través de la Ley 2099 del 2021. Esta Ley promueve nuevas tecnologías, entre estas, la generación de hidrógeno verde y de hidrógeno azul. La inclusión del hidrógeno en la norma trae consigo





beneficios económicos para el desarrollo de esta tecnología, ya que se aumenta la cobertura de los incentivos y disminuye la presión fiscal a las empresas desarrolladoras de proyectos. Dentro de los beneficios descritos se encuentran aquellos mencionados establecidos mediante la Ley 1715 del 2014, donde cabe resaltar la deducción en el impuesto de renta, exclusión de IVA, exención de aranceles y depreciación acelerada a los bienes, equipos y maquinaria destinados a la producción, almacenamiento, acondicionamiento, distribución, re-electrificación, investigación y uso final del Hidrógeno Verde y Azul.

La UPME estima en el escenario disrupción una participación del 8% de hidrógeno en el consumo final a 2050 (UPME, 2021a). Sin embargo, para alcanzar carbono-neutralidad el hidrógeno deberá soportar gran parte de la demanda energética de la industria y el transporte, por lo que la recomendación del escenario *Ruta a Cero Neto* es que su participación sea aproximadamente del 17%. Este valor implicaría una producción entre 2-3 Mt anuales (entre 6000-7500 toneladas diarias). Adicionalmente, para lograr una disminución en la dependencia de combustibles fósiles, el 100% de esta producción deberá ser hidrógeno verde. La hoja de ruta del hidrógeno afirma que el hidrógeno azul deberá ser la principal fuente de producción de hidrógeno en el corto plazo (antes de 2030) debido a que cuenta con un menor costo. Sin embargo, es irrealista pensar en hidrógeno azul antes de 2030 sin tener aún una tecnología de CCUS a escala comercial y sin tener claridad sobre la logística y los impactos de transporte y almacenamiento. Adicionalmente, se espera que el hidrógeno verde alcance costos competitivos antes de 2030 (Noussan et al., 2021).

Hoy Colombia produce 0.15 Mt de hidrógeno gris al año, equivalente a

aproximadamente 417 toneladas diarias. La hoja de ruta para el hidrógeno en Colombia estima que la producción de hidrógeno de bajas emisiones empezaría en 2030 con una producción de 330 toneladas diarias (aproximadamente), y alcanzaría 3200 toneladas diarias en 2050 (MinMinas, 2021b), y el PEN en el escenario de disrupción, estima una producción de 560 toneladas diarias y alcanzaría 5300 toneladas diarias en 2050 (UPME, 2021a), lo que sería insuficiente para suplir la demanda nacional esperada en 2050 en un escenario de carbono-neutralidad. Así los planes de producción deberán ser más ambiciosos si se quiere apoyar una descarbonización basada en hidrógeno.

Los beneficios a los que puede aplicar el hidrógeno viene acompañado de algunos riesgos para la carbono neutralidad, ya que se le están brindando los mismos tributarios al hidrógeno verde y al hidrógeno azul pese a no ser una FN CER. Pese a que el factor de emisiones del hidrógeno azul es mucho menor que el del hidrógeno gris, sigue siendo una fuente de emisiones de GEI y una tecnología dependiente de combustibles fósiles, lo que pone en riesgo la carbono neutralidad del país. Así, la política actual promueve proyectos que fomentan emisiones, lo que desvía las inversiones de proyectos netamente renovables. Al promover el hidrógeno azul se está promoviendo la continuidad de los combustibles fósiles, en especial la del gas natural. Por esto, se recomienda actualizar la normativa para excluir el hidrógeno azul de dichos incentivos.

Es de resaltar que para , contar con una producción 100% de hidrógeno verde se deberá contar con una capacidad instalada entre 40 GW y 50 GW de energía solar y eólica a 2050 (esto está incluido en las recomendaciones del pilar electrificación). De momento, los estudios muestran que, incluso con captura, la



producción de hidrógeno a partir de energía eólica sigue siendo la alternativa con menores impactos en regiones como La Guajira (Ullman & Kittner, 2022).

Así, debido a la fuerte penetración que se espera que el hidrógeno tenga en el mercado, se estableció mediante el Decreto 1073 de 2015 que reglamenta algunos artículos de la Ley 2099 del 2021 que el Ministerio de Minas y Energía con apoyo del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible podrá implementar un sistema mediante el que se certifique el origen del hidrógeno, donde se tenga un sistema de monitoreo y trazabilidad de los insumos utilizados para su generación, así mismo se podrá conocer las emisiones de gases efecto invernadero asociadas a la producción de este energético, adicionalmente establecer el sistema de comercialización de este recurso.

Los anteriores incentivos tributarios serán clave para la producción y el despliegue de esta tecnología, se debe evaluar si los incentivos son suficientes para alcanzar unos precios competitivos, especialmente para el hidrógeno producido a partir de fuentes no contaminantes. De ser así permitiría disminuir los precios asociados al sector del transporte. El ente encargado de establecer los requisitos y procedimientos del desarrollo de las actividades de CCUS para la producción de hidrógeno será el MME y el MADS, esto será fundamental para que exista una reducción de emisiones de GEI. Además, se deberá contar con una amplia capacidad de fiscalización minero-ambiental para garantizar la correcta ejecución de este tipo de proyectos.

Se busca crear e implementar ambientes especiales de vigilancia y control o "sandbox regulatorio" para fomentar e incentivar el desarrollo de proyectos orientados al hidrógeno. Se espera que este vector energético brinde servicios de

flexibilidad a los operadores de red, para que esto ocurra debe de existir un mercado el cual regule y determine los precios para que los generadores sepan si es conveniente almacenarlo, utilizarlo como combustible para el sector de la industria o del transporte, autoconsumo o entrega de electricidad a la red. La CREG será el ente encargado de tomar estas medidas, es posible que cuando se establezca el mercado del hidrógeno, ya exista un gran avance en la incorporación de los recursos energéticos distribuidos, lo cual facilitará la entrada al mercado de este nuevo energético. Finalmente, se debe establecer un sistema de información orientado a recopilar y organizar información asociada a las actividades de producción, distribución, transporte y almacenamiento de hidrógeno en el país, esta entidad aún no existe; sin embargo, se sabe que el Ministerio de Minas será el encargado de crearla y de que se regule.

### ● Transporte

De acuerdo con la Hoja de Ruta de Hidrógeno del Ministerio de Minas y Energía, se estima un aumento en la demanda de hidrógeno para el sector transporte a partir de 2026, fundamentalmente en el transporte terrestre pesado (autobuses y camiones), en donde hacia 2040 y 2050 se espera experimente su mayor crecimiento, incluyendo el transporte de carretera, aéreo y marítimo (MinMinas, 2021b). El PEN proyecta una participación del hidrógeno en el consumo final del 9% a 2050. Sin embargo, a pesar de que se estima un crecimiento en el consumo, para alcanzar carbono neutralidad se debe lograr un 15-20%, principalmente en vehículos de carga y en aviación.

Consecuentemente con las recomendaciones de electrificación en el transporte, a partir del 2022 el 100% de los nuevos vehículos públicos adquiridos





para transporte público deberán ser cero emisiones, lo que proyecta una importante participación del hidrógeno dentro de la flota de buses intermunicipales del país, así mismo, implicaría la necesidad de acelerar los programas de chatarrización en transporte de pasajeros y de carga para el año 2035.

No se han definido cuáles serán los beneficios tributarios para los ciudadanos que adquieran vehículos que utilicen el hidrógeno como combustible, pero será necesario el despliegue de incentivos que fomenten la adquisición de estos vehículos si se espera que a 2050 el 20% del parque automotor liviano utilice esta tecnología al igual que el 10% de las motos. Ya se menciona que la DIAN definirá las partidas arancelarias para los vehículos que utilicen, de igual manera el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo será el ente encargado de las importaciones de las autopartes y repuestos para garantizar que esta tecnología se pueda implementar en el sector del transporte. Uno de los principales actores que debe incorporar esta tecnología para acelerar el desarrollo de esta industria es la participación de los vehículos de carga y del sector de la aviación, debido a la topografía del territorio colombiano, el hidrógeno podría ser un combustible que reemplace los combustibles fósiles usados actualmente en el sector del transporte de carga.

Debido a la falta de desarrollo de esta tecnología aún no existen hidrogenas de acceso público o privada para el abastecimiento de este combustible, sin embargo, ya hay avances estableciendo quién será el ente encargado de establecer los requisitos de calidad, y las condiciones técnicas asociadas a la infraestructura de este combustible, además de esta tarea el Ministerio de Minas y Energía también determinará si es

viable el suministro de hidrógeno en las estaciones de servicio.

Como parte de las metas de la Hoja de Ruta, a 2030 se debería avanzar en la instalación de una red de al menos 50 – 100 hidrogenas de acceso público para el repostaje del sector (MinMinas, 2021b). A 2050, se proyecta que el 100% del transporte liviano debe ser de bajas emisiones, cerca del 80% eléctricos y 20% de vehículos a hidrógeno (en caso de ser necesarios para largas distancias y geografía compleja), y el 100% de las motos serán eléctricas.

- **Industria:**

La hoja de ruta del hidrógeno estima que la demanda industrial será la primera en aumentar su demanda de hidrógeno motivada por la descarbonización de procesos que consumen hidrógeno actualmente en Colombia: la refinación de combustibles y la producción de fertilizantes. Lo que estimularía la sustitución de fósiles por hidrógeno verde en procesos térmicos (industria) a partir del año 2030 (MinMinas, 2021b). Sin embargo, es necesario incluir otros sectores industriales en los planes de sustitución de combustibles por hidrógeno, como la industria del cemento y siderurgia, ya que hacen parte de las industrias manufactureras con mayores emisiones y que requieren temperaturas que, de momento, las tecnologías no permiten suplir con electricidad. Además, es de esperarse que tanto la demanda de energía como la demanda de hidrógeno en refinerías disminuyan en un escenario camino a la carbono-neutralidad. De esta manera, el hidrógeno en el consumo final del sector industrial deberá representar el 25% a 2050, según las recomendaciones del escenario *Ruta a Cero Neto*.

Debe incrementar la demanda de este vector energético, para que esto se lleve a cabo toca buscar nuevos usos para este





en el sector industrial. Actualmente el crudo es la materia prima para muchos materiales y petroquímicos que son transformados en elementos que se utilizan en el día a día tales como plásticos, pesticidas, pinturas y detergentes, entre otros. Los combustibles fósiles además de ser la materia prima para el desarrollo de estos materiales proporcionan las condiciones de presión y temperatura que permiten que las reacciones se lleven a cabo. Esto conlleva a que el 14% de las emisiones de GEI a nivel mundial sean atribuidas al uso del petróleo en la química industrial (SERVICE, 2019). Algunas empresas al igual que científicos consideran que es viable el desarrollo de estos compuestos se puede desarrollar a partir de energías renovables, la electrólisis permite dividir las moléculas del agua en oxígeno e hidrógeno que funciona como combustible o materia prima para los químicos. El hidrógeno tiene un gran potencial de mercado en el sector industrial para el desarrollo de materiales y químicos de uso diario, esto sumado a la caída en los precios y la mejora en eficiencia de la electrólisis permitirá un fuerte desarrollo a medida que se incorporen las FNCER a la matriz energética nacional.

Es necesario apostarle a la innovación para que se exista el desarrollo de una industria que gire en torno al hidrógeno, la regulación propone promover la

formación áreas afines al hidrógeno para formar profesionales, técnicos y tecnológicos que estén en la capacidad de investigar, desarrollar tecnología e innovar en la industria del hidrógeno. Existe un gran potencial de sinergia entre el hidrógeno y las energías renovables, en donde estos recursos pueden ser utilizados como sistemas de flexibilidad en la generación de energía eléctrica, ya sea para la producción de hidrógeno mediante electrólisis cuando existan excesos de electricidad o para suplir un déficit de generación debido a disminuciones en la velocidad del viento o en la radiación solar, para que esto se lleve a cabo se deben establecer las normas necesarias que regulen la interacción entre los distintos actores de la cadena de valor del hidrógeno.

Al igual que en el sector transporte se busca la sustitución de los combustibles fósiles por hidrógeno en el sector industrial, para esto se debe establecer una normativa que defina los parámetros para el uso del hidrógeno en las industrias, como será el transporte de hidrógeno mediante ductos, si se empleará la misma infraestructura que existe para el gas o si se deberá ajustar de acuerdo con las características de este combustible. Si el precio del hidrógeno no es lo suficientemente asequible para competir con los precios de los combustibles fósiles es muy poco probable que exista un fuerte despliegue de esta tecnología en el sector industrial.



## 5.6. Cambios de comportamiento

La transformación a gran escala del sector energético requiere una participación por parte de los ciudadanos, principalmente debido a que son los usuarios los que tienen un efecto directo sobre la demanda de bienes y servicios relacionados con la energía. En este sentido las normas sociales y las elecciones personales desempeñarán un

papel fundamental en la conducción del sistema energético hacia un camino sostenible (IEA, 2021).

El cambio de comportamiento corresponde a las modificaciones continuas o repetidas por parte de los consumidores que afectan, ya sea la demanda de servicios de energía, o la





intensidad energética. Desde la IEA se plantean intervenciones asociadas con: (i) reducción del uso excesivo o derrochador de energía, (ii) cambios en el modo de transporte, y (iii) ganancias en la eficiencia de materiales.

En Colombia, se busca a través de estrategias de educación informar y sensibilizar sobre mejores prácticas en los hogares urbanos y rurales para avanzar hacia el cumplimiento de las metas asociadas a viviendas más sostenibles. Colombia busca también incentivar cambios en el modo de transporte a través de la promoción de alternativas de movilidad sostenible (transporte público, bicicleta, vehículos eléctricos) asegurando la infraestructura necesaria para que los ciudadanos puedan adoptar una movilidad sostenible (Gobierno de Colombia, 2021).

Sin embargo, los modelos energéticos de documentos orientadores como el PEN tienen limitantes asociados a que las señales que inciden en el comportamiento de consumidores y productores sean difíciles de parametrizar o sean muy sensibles a las condiciones y supuestos iniciales, como ocurre con las políticas energéticas, por lo que a corto plazo será necesario ampliar el alcance de estos documentos para incluir cambios en el comportamiento de los consumidores y determinar los resultados que pueden tener si ejercen un rol activo.

Actualmente, la planeación energética del país enfrenta retos asociados a la información de los consumidores, pues aunque la difusión de información al consumidor sobre tecnologías más eficientes en términos energéticos, así como del impacto que tiene su consumo sobre el sistema energético y el medio ambiente puede cambiar sus patrones de comportamiento, en diversas ocasiones los estímulos no son suficientes y se sigue evidenciando una falta de claridad frente

a las mejores tecnologías y las mejores prácticas (UPME, 2021a).

De esta manera, conocer cómo se puede transformar el comportamiento de los consumidores permitirá avanzar a tener unas mejores y más precisas proyecciones para brindar seguridad energética en Colombia en un escenario carbono neutral (UPB, 2022). A continuación se presentan los hitos de los cuales los consumidores jugarán un papel clave en la transformación energética del país.

### 5.6.1. Recomendaciones para la carbono neutralidad

Existen distintas estrategias para promover los cambios de comportamiento en un territorio, la IEA propone tres estrategias y cambios que se pueden llevar a cabo para que esto sea efectivo, a través de:

- 1) Regulaciones y mandatos
- 2) Instrumentos basados en el mercado
- 3) Medidas de información y concientización

Independiente del camino que se opte por alcanzar un cambio en el consumo energético es necesario contemplar y entender los comportamientos de los usuarios para determinar la ruta que promoverá un mejor consumo energético, ya sea mediante políticas que sancionen el mal uso de la energía o mediante incentivos que promuevan la eficiencia energética. Existen estudios en donde se demuestra que hay ciertos comportamientos que tienen mayor incidencia que otros, existe una respuesta distinta de parte de los usuarios de acuerdo con la estrategia implementada, la comparación social, establecer compromisos y el etiquetado tienen el potencial de reducción de energía en los



hogares residenciales (Andor & Fels, 2018). A diferencia del pilar de eficiencia energética, el etiquetado no está acompañado necesariamente de una regulación que exija la salida de los equipos eficientes, en este pilar los ciudadanos optan por adquirir equipos más eficientes debido a los beneficios de reducciones de energía.

Uno de los soportes de la E2050 es la adopción de prácticas asociadas al consumo sostenible para una economía innovadora e incluyente, en donde se enfocan principalmente en la promoción de viviendas sostenibles, mejores prácticas en los hogares y movilidad sostenible. Para esto, entre el 70 y 90% de los hogares debe llevar a cabo actividades para tener una vivienda más sostenible, y entre el 40% y 50% de la población de las ciudades capitales debería movilizarse en medios de transportes inclusivos y alternativos para desplazarse a sitios de trabajo o estudio (Gobierno de Colombia, 2021).

En el sector del transporte, por ejemplo desde la Alcaldía de Bogotá fue expedida la cartilla de eco-conducción a través de la que se busca promover un nuevo estilo de conducción y de nuevas técnicas de conducción eficiente con el fin de reducir los niveles de contaminación y factores de siniestralidad mediante una conducción preventiva y eficiente. Los principios básicos para lograr una conducción sostenible son: 1) identificar la zona verde (aquella zona de mayor operación del motor, mínimo consumo de combustible y máximo torque); 2) manejar con el pie en posición de "pie de pluma" (posición del pie sobre el acelerador en donde se alcanza la conducción más eficiente de revoluciones del motor); y 3) mantener durante la mayor cantidad de tiempo posible el movimiento inducido, disminuyendo el número de frenadas y de veces que se acelera. La implementación de estas prácticas permite reducir el uso

de combustibles y de emisiones de CO<sub>2</sub> del orden del 5 al 15% (Alcaldía de Bogotá, 2017).

Adicionalmente, se deben incentivar actividades a nivel nacional, tales como el vehículo compartido o carpooling. Por ejemplo, en Bogotá existe el permiso de circulación de carro compartido, mediante el cual se puede evitar el pico y placa (medida de restricción de movilidad) si tres personas o más se encuentran ocupando el vehículo mientras se encuentre en circulación (Secretaría de Movilidad, 2022). Otra medida para promover medidas de eficiencia energética son los días sin carro en donde los usuarios se ven obligados a utilizar el transporte público para llegar a su lugar de destino; y por último el teletrabajo, mediante el que se evita el traslado de los usuarios en vehículos motorizados. Así, se posicionan estas medidas como una oportunidad para ser replicadas e implementadas a lo largo del territorio nacional.

En este sentido, la transición energética requiere de una política que soporte y habilite los cambios de comportamiento que lleven al logro de las metas trazadas. La política entonces deberá desagregar dos tipos de acciones: (i) estímulos que promuevan mejores prácticas, y (ii) normativas de obligatorio cumplimiento que al ser incumplidas, redundan en castigos.

En el marco de la primera acción será fundamental un componente educativo que acompañe a la política para generar cambios de comportamiento, una masiva concientización y participación ciudadana, para generar un escenario de disrupción en los actuales comportamientos en el sector energético. El sector transporte nuevamente será protagonista.

Respecto a la segunda acción, ya existen estrategias a nivel nacional para mitigar



las emisiones de GEI como lo es el Programa Nacional de Cupos transables (Ley 1931 de 2017, art. 30) esta se encuentra enfocada hacia actores no estatales en donde se busca acercar a actores públicos y privados a reales disminuciones de emisiones de GEI, el principio de operación de estos cupos es respaldar las emisiones de la actividad de un titular, tiene una vigencia anual y una vez redimido no se puede volver a utilizar, el MADS anualmente establece un número de cupos que vaya en paralelo con las metas pactadas por Colombia, los cupos se obtendrán mediante una subasta que contará con ciertas normas a definir. En este caso, el incentivo es la no causación del impuesto al carbono (Ley 1819 de 2016; 2169 de 2021). Desafortunadamente, este programa aún no ha entrado en vigor. Es fundamental que entre en operación para que existan cambios de comportamiento en cuanto a las emisiones generadas por sector.

El PND vigente, en su apuesta por diversificar la matriz energética establece que para el año 2023 los agentes comercializadores del Mercado de Energía Mayorista deberán cumplir con un porcentaje entre el 8 y 10% de sus compras de energía de fuentes no convencionales de energía renovable<sup>16</sup>.

Por otro lado, la demanda de digitalización, comunicaciones y tecnologías de la información deberá comenzar a aumentar en el 2022 asociado principalmente a la virtualización de la economía (servicios digitales, teletrabajo, telemedicina, banca virtual, etc.), permitiendo así la reducción de desplazamientos. En este sentido, el aumento de la demanda por movilidad activa y digitalización permitirá una reconfiguración del ordenamiento en las ciudades para reducir el número y la

distancia de los desplazamientos (UPME, 2021a).

En cuanto al sector eléctrico, han ocurrido diversas ocasiones en las que el Estado por medio de la CREG ha ejecutado proyectos de respuesta a la demanda entre los más significativos se encuentra el programa de demanda desconectable voluntaria (DDV), el programa apagar paga y el programa de respuesta a la demanda, el propósito de estos programas es mejorar la eficiencia y los precios del mercado eléctrico, optimizar las inversiones en generación y redes de transmisión y distribución de la energía, empoderar a los usuarios en la toma de decisiones frente al consumo de energía, promover la implementación de tecnologías de Smart grids y se busca maximizar la utilización de los sistemas de información del sector eléctrico (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2020).

Por medio de la Resolución de la CREG 063 de 2010 al igual que la 098 de 2018 se implementaron programas de respuesta a la demanda se adoptan normas para regular el anillo de seguridad del Cargo por Confiabilidad conocido como DDV. Este programa consiste en una reducción en la demanda de energía en un día (kWh-día) por parte de un comercializador,

Por medio de la Resolución 029 de 2016 de la CREG, se definió un esquema de tarifas diferenciales temporales a través del que se establecieron los costos de prestación de servicio de la energía eléctrica a los usuarios regulados pertenecientes al SIN con el propósito de incentivar el ahorro de energía. Durante este año hubo un fenómeno de El Niño el cual afectó el nivel de los embalses y no les permitió a las centrales hidroeléctricas operar a su 100%, esto ocasionó que se estrechara el balance existente entre generación y demanda de energía. El incremento en la temperatura generó un

<sup>16</sup> Ley 1955 de 2019





aumento en la demanda de energía eléctrica el cual coincidió con las indisponibilidades de las centrales Guatapé y Flores IV que permitían tener una holgura frente a los escenarios de disminución de embalses y aumento de demanda (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2016).

El anterior escenario volvió a demostrar una vulnerabilidad del sistema eléctrico nacional, por lo que se necesitaban de medidas externas que intervinieran y pudieran reducir la demanda de energía, se tomaron dos medidas, la primera una medida que incentiva a los usuarios a ahorrar energía mediante una mejora en la toma de decisiones que favorezcan eficiencia energética y así disminuir el riesgo latente de racionamiento, y la segunda, desincentivar el uso de energía eléctrica.

La primera decisión que se lleva a cabo es un esquema de tarifas diferenciales que deben aplicar los comercializadores minoristas en el SIN para promover el ahorro voluntario de energía, cuando el consumo del usuario sea igual, se le cobra al usuario el costo unitario de la prestación del servicio (definido por el costo de la compra de la energía + el costo por el uso del sistema de transmisión + el costo por el uso del sistema de distribución + el margen de comercialización + el costo de las restricciones y servicios asociados con la generación + el costo de compra transporte y reducción de pérdidas de energía + las contribuciones al prestador de servicio; todo en cop/kWh) (CREG, 2007). Si el consumo llega a superar la meta de ahorro se opta por cobrar el costo unitario más 450 pesos/kWh, por otro lado, si el consumo fue inferior se cobra 450 pesos/kWh por la relación que existente entre la meta de ahorro y el consumo del mes. Este escenario se aplicó a las tarifas de los usuarios hasta la expedición de la Resolución de la CREG

51 de 2016 por la que se le dan fin al programa de tarifas diferenciales debido a los ahorros energéticos por parte de los usuarios.

La anterior Resolución resultó en reducciones en la demanda de la energía eléctrica, este programa se dio a conocer bajo el nombre "apagar paga" y demostró que la política puede promover los cambios de comportamiento en los usuarios, en este escenario se remuneraba el buen comportamiento y se castigaba el mal uso de la energía. Este programa deja un precedente de cómo el estado a través de la CREG puede intervenir en las tarifas de los usuarios para promover el buen uso de la energía frente a situaciones de escasez de los recursos energéticos con el fin de evitar un racionamiento energético.

Para motivar a la comunidad a hacer uso del transporte público los empleadores pueden asumir un rol activo, mediante el uso de diferentes incentivos: (i) bonos de pago del transporte público, (ii) camionetas institucionales eléctricas que desplacen a los empleados a las estaciones de transporte público, y (iii) manteniendo y fortaleciendo las posibilidades de tiempo libre por hacer uso de los medios de transporte que reduzcan las emisiones, para o que se pueden sumar otros medios adicionales a la bicicleta.

El indicador del ODS 12.7 que fomenta las prácticas sostenibles en la contratación pública debe facilitar procesos de contratación pública que valoren la eficiencia energética y la huella de carbono, no como ahora que tiene relación con el factor económico. Complementario a lo anterior, se debería hacer un cambio del parque automotor de las entidades públicas hacia vehículos eléctricos, y modernizar las instalaciones empleadas en las cafeterías e iluminación, entre otros. Por otro lado, el indicador 12.6



de los ODS, también fomenta prácticas sostenibles en las empresas, las cuales pueden abarcar alcances similares a los ya mencionados, las cuales deben ser reguladas, bien sea de manera coercitiva o mediante incentivos.

Una movilidad sostenible implica desestimular el uso del transporte privado; aumentar, con calidad y eficiencia, el servicio público de transporte y alentar el uso de la bicicleta (con adecuada infraestructura y condiciones de seguridad para el desplazamiento de sus usuarios) (Como Vamos, 2020). De esta manera, a partir del 2030 la tasa de crecimiento de la demanda de vehículos de uso privado debe disminuir, y para 2050, 70%-75% de los viajes deben hacerse en transporte público.

Las personas que desean hacer uso de carro particular deberán migrar a híbridos o de preferencia eléctricos, lo cual exige seguir el ejemplo de la regulación ya establecida en UE y Japón, por ejemplo, en donde se prohíbe la venta de vehículos que hagan uso de combustible fósil, meta que está fijada para el año 2035, en dichos países. Esto deberá ser planeado con mecanismos de participación y sobre todo educación, para que la población esté de acuerdo con tales reglas.

El fomento de formas de transporte no motorizadas y transporte público por encima del transporte individual será otra estrategia relevante. En este sentido, la Ley 1811 de 2016 fomenta la bicicleta como medio de transporte en el país, el beneficio es tiempo libre por asistir diariamente en bicicleta a su trabajo. Nuevamente las barreras están demarcadas por la infraestructura, pues se requieren ciclo parqueaderos, ciclovías y ciclorrutas, las cuales hasta ahora son insuficientes; en Bogotá, por ejemplo, considerada una ciudad con avances en la materia, se cuenta con 350 Km de

ciclovías, Medellín dispone de 28 Km y Cali de 11 Km (DNP, nd), lo cual sigue siendo precario, vale la pena resaltar el gran avance en infraestructura vial para bicicletas en la capital del país es equiparable con los 400 km de infraestructura de vías para ciclovías existente en Ámsterdam (una de las ciudades en donde más se utiliza este medio de transporte en el mundo).

La Ley promueve la intermodalidad en el uso de las bicicletas y los transportes públicos, para lo cual las entidades territoriales deberán asumir el costo de un (1) pasaje para las personas que validen el uso de bicicletas en el sistema unificado de recaudo como medio alimentador del sistema y que puedan demostrar el uso del bici parqueadero en 30 ocasiones; también los edificios públicos deben adecuar estacionamientos para bicicletas (Congreso de Colombia, 2016). En términos de emisiones de GEI también repercute en grandes beneficios, pues se combinan dos actividades: (i) se deja de hacer uso de combustibles fósiles, y (ii) se hace más eficiente el uso de estos combustibles en los transportes masivos.

El teletrabajo también es una opción para evitar o reducir la movilidad de las personas, mediante el Decreto 884 de 2012, así como con el libro blanco del teletrabajo se fomenta este tipo de trabajo, tanto en entidades públicas como en empresas privadas. Adicionalmente, el Ministerio de las Tecnologías cuenta con el Pacto por el teletrabajo, pues ya tenía identificado el incremento gradual desde el año 2012 y la Pandemia del Covid-19 fortaleció la viabilidad de desarrollar el trabajo de manera virtual.

También existe la planificación urbana denominada the five minutes city, the ten minutes city o ciudades inteligentes, que procuran realizar un ordenamiento territorial con facilidades de adquisición de bienes y servicios reduciendo los





desplazamientos; en Colombia los cuellos de botella son los propios de la limitada planificación urbana, minera, energética o ambiental. En cuanto a información empleada para realizar la planeación de una ciudad, se encontró recurrente y, por tanto, relevante, no excluir de la información de viajes cortos en encuestas de movilidad, pues no se visibilizan y se subestima este factor en la planificación actual. Esta movilidad de cortos trayectos constituye un medio de movilidad que no sobrecarga la red de transporte (GIZ, nd), Milán, Italia es una ciudad que ha desarrollado grandes esfuerzos para mantener distancias cortas y puede brindar experiencias.

En el ámbito de la educación se deberá fomentar el desarrollo de sociedades más conscientes, las cuales se conviertan en compradores exigentes. Al generarse una demanda de bienes con baja huella de carbono, los productores verán como parte de su negocio el reúso, así como el aprovechamiento de residuos provenientes de envases, entre otros. Importante resaltar también las adecuadas técnicas de visualización de

los productos con esta diferenciación. Este ejercicio también se alinea con el indicador del ODS 12.8, comprensión universal de estilos de vida sostenibles.

En términos de la conducción vehicular también se requiere de la educación con el objetivo de incluir buenas prácticas, así como un mayor conocimiento a la hora de elegir un vehículo nuevo. En este sentido es relevante explicar a la ciudadanía el sistema start-stop, el indicador Eco Drive, y la función Eco, así como el asistente de cambio de marcha. También se debe hacer entender la importancia de la presión de los neumáticos y el cambio oportuno del filtro de aire, aceite y combustible, para evitar que la suciedad genere mayores temperaturas, demandando mayor trabajo en el enfriamiento. Otra práctica corresponde a planificar adecuadamente el viaje para evitar tomar trayectos innecesarios, así mismo, intentar mantener velocidades constantes (MinHacienda Argentina, 2018). El reto más grande para poder hacer uso de estas estrategias será contar con ciudades con mejor movilidad que la actual.



## 5.7. Captura, uso y almacenamiento de carbono (CCUS)

La captura, utilización y almacenamiento de carbono, o CCUS, es una tecnología de reducción de emisiones que se puede aplicar en todo el sistema energético. Estas tecnologías involucran la captura de CO<sub>2</sub> de la combustión de combustibles o procesos industriales, el transporte de este CO<sub>2</sub> a través de barcos o tuberías, y su uso como recurso para crear productos o servicios valiosos o su almacenamiento permanente bajo tierra en formaciones geológicas (IEA, 2022).

El reporte de la IEA establece como metas de captura de carbono 1.670 Mt a 2030 y 7,600 Mt a 2050 a nivel global. Actualmente, se capturan 40 Mt de

carbono al año a nivel mundial, (IEA, 2021) en su mayoría para ser inyectados en pozos de petróleo y gas natural. Para cumplir con la meta se plantea que el 50% de la captura de carbono provenga de los procesos de combustión de fósiles, el 20% de procesos industriales y el 40% de bioenergía y la captura directa de carbono.

A partir de la jerarquización realizada en el marco de la E2050 en su escenario de descarbonización profunda planteado por la (Universidad de los Andes, 2021), se identificaron dos alternativas de captura y almacenamiento de carbono —CCS postcombustión y CCS oxyfuel— y una alternativa de captura, uso y



almacenamiento de carbono —recuperación mejorada de petróleo (EOR, por sus siglas en inglés)—, sobre las cuales se estima un potencial disponible de 7.3 M t CO<sub>2</sub> /año en 2050. Las tecnologías de CCS postcombustión y oxyfuel se encuentra hoy en etapas demostrativas a nivel mundial, aplicadas principalmente en plantas de generación de electricidad, producción de hidrógeno y cemento, mientras que la tecnología EOR ya se encuentra en estado de madurez tecnológica, pero es una solución para reducción y emisiones en la extracción de petróleo y no en el uso final de sus derivados.

### 5.7.1. Recomendaciones para la carbono neutralidad

El Plan Integral de Gestión del Cambio Climático del Sector Minero Energético 2050 (PIGCC<sub>ME</sub>) establece un porcentaje de reducción de emisiones de GEI del sector minero energético de 11,9% por CCUS a 2050 (aprox. 5 Mt CO<sub>2</sub>eq) en el quinto escenario modelado, donde plantea incluir esta tecnología a partir del año 2040 (MinMinas, 2021a). Si bien el foco del presente análisis está en el consumo final, es de resaltar que este valor sigue siendo muy bajo para una meta de carbono-neutralidad.

En lo referente a costos, de acuerdo con los análisis de la E2050, la captura puede estar entre 15 a 250 USD por tonelada capturada; los costos de almacenamiento pueden variar entre 1.2 a 28 USD; y finalmente, el costo de almacenamiento depende del tipo y lugar de almacenamiento y están en el rango de 1.6 a 31.4 USD (2015)/tCO<sub>2</sub> (Hoy el impuesto al carbono en Colombia es de aproximadamente 5 USD/tCO<sub>2</sub>) (Gobierno de Colombia, 2021). Así, es poco probable que la industria colombiana adopte estas alternativas en el mediano plazo, e

imponerlas a través de regulación puede resultar perjudicial para la economía.

Dado lo anterior, en el presente análisis se resalta la importancia de soportar la descarbonización en los principales pilares como electrificación, energía renovable y eficiencia energética. La CCUS deberá ser una alternativa residual en casos en los que sea necesaria y económicamente viable. Es importante considerar que, las inversiones de CCUS no deben resultar en la reducción de inversiones en energías renovables, la investigación y el desarrollo en las tecnologías de CCUS deben ir de la mano con la reconversión tecnológica de todos los sectores y la transición energética para reducir el uso de combustibles fósiles.

En los escenarios del PEN, la UPME estima que los combustibles fósiles seguirán representando entre el 35% y 45% de la demanda de energéticos (UPME, 2021a). Como se mencionó en secciones anteriores, este valor se puede reducir si se implementan mayores tasas de electrificación, uso de biocombustibles e hidrógeno. Esto permitiría disminuir la dependencia de gas natural y combustibles líquidos y, a su vez, disminuir las necesidades de captura.

Actualmente, no se tienen estudios sobre potencial práctico de CCUS, formas de transporte, impactos y restricciones para el almacenamiento, ni proyecciones de su futura implementación en Colombia. La E2050 estima que, el potencial de captura de las opciones de la categoría no AFOLU es de aproximadamente 6 Mt/ año CO<sub>2</sub> de fuentes puntuales de emisión, que podría ampliarse hasta el total disponible (17.8 M t/año CO<sub>2</sub>), si se implementa Recuperación Mejorada de Petróleo - EOR (por sus siglas en inglés) y se desarrollan clústeres de captura intersectoriales (Gobierno de Colombia, 2021). Además, existe un potencial de aproximadamente



1.3 M t/año de CO<sub>2</sub> proveniente de los principales rellenos sanitarios si se implementa combustión oxyfuel para la generación de energía a partir de residuos, y después de descontar las emisiones evitadas gracias a la gestión integral de residuos sólidos contemplada en la NDC a 2030 (Gobierno de Colombia, 2021). Sin embargo, no es claro cómo es el proceso de transporte y almacenamiento una vez capturado el CO<sub>2</sub>, ni cuál es el potencial de uso en la industria nacional.

Como política, la Unión Europea promueve la CCUS desde el año 2005 en el marco del European Union Emissions Trading System (Mataix, 2021). Tanto en Europa como en EE. UU. se ha avanzado en estudios que consideran los riesgos de fuga, aceptación social e incertidumbres de costos, entre otros; adicionalmente, se analizan diseños óptimos para almacenar a escala geológica. En España, por ejemplo, se ha probado el transporte por medio de oleoductos terrestres, oleoductos marinos y en barcos; los costos variarán según el caudal de CO<sub>2</sub> transportado, el secuestro y los riesgos de fuga, lo que requiere análisis detallados sobre las formaciones geológicas, profundidad del yacimiento, entre otras. Estos análisis deberán ser promovidos por medio de una política a nivel nacional.

Dentro de la Ley 2099 se menciona por primera vez a la CCUS, se define que el gobierno nacional será el encargado de desarrollar la reglamentación y política habilitante necesaria para incentivar el desarrollo de esta tecnología. Se define la CCUS como "(...) El conjunto de procesos tecnológicos cuyo propósito es reducir las emisiones de carbono en la atmósfera, capturando el CO<sub>2</sub> generado a grandes escalas en fuentes fijas para almacenarlo en el subsuelo de manera segura y permanente" (Congreso de la República, 2021). Se busca alcanzar que aquellas actividades en las que existan emisiones

de CO<sub>2</sub>, tengan un balance de cero emisiones netas.

El CONPES 4075 de Transición Energética menciona un plan de acción para el cumplimiento de la transición energética en el cual se espera que para el año 2023 el Ministerio de Minas y Energía realice una identificación del potencial de almacenamiento de CO<sub>2</sub> a nivel nacional y los usos que se le puedan dar (DNP, 2022). En este sentido, es fundamental primero que todo apoyar un trabajo interdisciplinario entre los ministerios de Minas y Energía, el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, el Ministerio de Transporte y el Ministerio de agricultura en donde se efectúen convocatorias para realizar proyectos en donde se fomente la investigación y el desarrollo en las nuevas tecnologías. Es necesario que los estudios contemplen a todos los sectores de interés, para evaluar la viabilidad técnica, económica ambiental y social de la captura de carbono en el sector agrícola, industrial, minero energético, entre otros.

De los resultados de dichos estudios dependen los caminos a seguir. En caso de resultar poco viable, se deberá acelerar la implementación de otras tecnologías y otros pilares de descarbonización. En caso de resultar viable, se deben exponer los usos que se le pueden dar al carbono capturado en la industria nacional, y el potencial de desarrollo de nuevas industrias.

Actualmente, existen usos para el CO<sub>2</sub>, en el año 2018 aproximadamente 230 millones de toneladas eran utilizadas (IEA, 2019) siendo la industria de los fertilizantes la principal consumidora (aproximadamente 130 MTCO<sub>2</sub>). El CO<sub>2</sub> se utiliza principalmente como insumo de productos químicos, que usualmente son empleados en la producción de poliuretano, carbonatos inorgánicos



(Mataix, 2021), la manufactura de la Urea, y la de los hidrocarburos se caracteriza por un alta demanda de CO<sub>2</sub> utilizados para procesos de recobro mejorado (aproximadamente 70 a 80 MTCO<sub>2</sub> anuales), también tiene participación en la industria de los alimentos y de las bebidas, la fabricación del metal, la refrigeración, en invernaderos para estimular el crecimiento de las plantas, entre otros. Desafortunadamente, este tipo de industrias no tienen una alta participación en la industria colombiana, por lo que sería necesario primero desarrollarlas e incentivarlas.

El uso del CO<sub>2</sub> puede contribuir al cambio climático; sin embargo, el uso de CO<sub>2</sub> en productos o servicios no reducirá las emisiones. La (IEA, 2019) plantea cinco consideraciones clave al evaluar los beneficios climáticos del uso del CO<sub>2</sub>:

1. la fuente de donde proviene el CO<sub>2</sub>
2. El producto o servicio que el CO<sub>2</sub> está desplazando
3. Cuánto y qué forma de energía se usa para convertir el CO<sub>2</sub>
4. Cuánto tiempo se retiene el carbono en el producto
5. La escala de la oportunidad para usar el CO<sub>2</sub>

Una vez se han contemplado estos cinco factores se puede determinar si es recomendable o no el uso del CO<sub>2</sub> en un determinado producto o servicio.

Para que exista un fuerte despliegue en los usos del carbón para que exista un mayor interés en el desarrollo industrial y comercial, la IEA mediante el documento "Putting CO<sub>2</sub> to Use" plantea que se dé lo siguiente: el despliegue del hidrógeno y sus usos como combustible, que sea a partir de bajas emisiones de CO<sub>2</sub> (preferiblemente verde); integrar el carbono del CO<sub>2</sub> en productos químicos con emisiones totales de CO<sub>2</sub> más bajas que sus equivalentes; que la producción de cemento y concreto mejore su rendimiento y disminuya las emisiones de CO<sub>2</sub> respecto a los materiales convencionales de construcción; se deben estabilizar los productos de desechos como materia prima para materiales de construcción de alto valor y al mismo tiempo reducir los costos de los desechos; finalmente, se debe mejorar el rendimiento de los procesos biológicos para mejorar la producción de los cultivos.

## 6. RECOMENDACIONES PARA UNA TRANSICIÓN ENERGÉTICA JUSTA

En esta sección se busca resaltar la importancia de evaluar las consecuencias de la transición energética considerando que las tecnologías cero y bajas en carbono, abordadas en los precedentes capítulos, desplazarán la demanda de los energéticos fósiles. Por ende, esta disminución de la actividad minero-energética en el país en el corto y mediano plazo tendrá impactos sobre las comunidades y trabajadores

dependientes a estas actividades, y de allí su importancia socioeconómica.

En este sentido, se presenta un análisis de los aspectos sociales, barreras, fortalezas y oportunidades de la transición justa en las comunidades asociadas con actividades de carbón, petróleo y gas en el país, con un enfoque de derechos humanos. Al final del capítulo, se listan los temas claves a considerar para fortalecer la transición justa del sector minero





energético. Para futuros análisis, se debe contemplar de igual manera los elementos de una transición justa de las tecnologías planteadas en el reporte para lograr la carbono neutralidad.

## 6.1. ¿Qué es una transición justa?

La transición energética conlleva una serie de elementos que se deben considerar para que la misma sea justa para las comunidades impactadas por esta transición, con el fin de prevenir nuevas desigualdades o injusticias y evitar la agudización de las existentes (WWF, 2021). La crisis climática nos lleva a impulsar la penetración de energías carbono neutras y al mismo tiempo la reducción de la dependencia de combustibles fósiles, lo cual significa una transición de empleos, capacidades técnicas, ingresos soberanos, inversiones, entre otros.

De acuerdo con el Institute for Human Rights and Business - IHRB (2020), el concepto de transición justa es un marco cada vez más aceptado para la acción de los Gobiernos y las empresas para comprender las necesidades y prioridades que se deben tener en cuenta para enfrentar el cambio climático. *“La transición justa incluye tanto a las políticas públicas como a la acción empresarial para hacer frente a los impactos de la transición de la industria lejos de las emisiones de gases de efecto invernadero para empleos y medios de vida (la transición ‘fuera’) y medidas para generar empleos y medios de subsistencia de baja o nula emisión de gases de efecto invernadero de una sociedad sostenible (la transición ‘en’)”* (IHRB, 2020, pág. 6).

De acuerdo con Atteridge y Strambo (2020), el concepto de transición justa implica:

- **Comprender** que algunos individuos y grupos

**poblacionales cuentan con menor capacidad de resiliencia para absorber nuevos impactos.**

En Colombia esas poblaciones corresponden a comunidades étnicas, rurales o en condición de desplazamiento, entre otras, que pueden experimentar una profundización en las condiciones de desigualdad e inequidad que hoy por hoy experimentan por barreras en el acceso al trabajo, a la salud, la educación. Por lo tanto, cualquier estrategia para la transición energética, deberá proteger a estos grupos asegurando que se cuenta con suficientes medidas de protección social.

- **Identificar y prevenir y mitigar los efectos que tiene la descarbonización en actores económicos como las pequeñas empresas que dependen directa (por ejemplo, a través de las cadenas de suministro) o indirectamente (por ejemplo, a través del comercio local) de las industrias intensivas en carbono.** Por lo anterior, es importante comprender cómo desde las grandes empresas se pueden generar acciones para apalancar procesos adecuados para que sus contratistas y proveedores también puedan realizar una transición hacia la disminución de gases de efecto invernadero derivadas de sus actividades.
- **Abordar los pasivos ambientales que las actividades económicas, especialmente la minería y la industria, han dejado en un entorno particular, para asegurar que las empresas no se limitan a transferir al Gobierno y sus agencias los costos ambientales por el deterioro de las tierras y la**





**afectación del recurso hídrico (tanto en calidad como en accesibilidad y disponibilidad).** Lo anterior significa, una mejor y mayor capacidad por parte de las autoridades ambientales para realizar un adecuado control y seguimiento de las actividades económicas sobre los servicios ecosistémicos.

Para alcanzar una transición justa, que integre los puntos previamente mencionados, Atteridge y Strambo (2020) señalan siete principios que se deberán tener en consideración para atender de manera oportuna las necesidades de personas y comunidades en el marco de la transición energética:

1. **Fomentar** activamente la descarbonización
2. **Evitar** la dependencia en sectores intensivos en carbono y más "perdedores" en estos sectores
3. **Apoyar** a las regiones afectadas
4. **Apoyar** a los trabajadores, a sus familias y a la comunidad en general afectada por los cierres o la reducción de escala
5. **Remediar** los daños ambientales y garantizar que los costos relacionados no se transfieran del sector privado al público
6. **Abordar** las desigualdades económicas y sociales existentes
7. **Garantizar** un proceso de planificación inclusivo y transparente

Estos siete principios ponen en el centro de la conversación de la transición energética a las personas y las comunidades, que bajo un enfoque de derechos, permitirá identificar mejores prácticas para asegurar que nadie se queda rezagado en este proceso y que no se profundizan las vulnerabilidades que hoy persisten en los entornos de actividad empresarial de la industria del carbón, el

petróleo y el gas. En este sentido, la transición justa se refiere a la manera como el país avanza en una reducción de la dependencia de combustibles fósiles, desde las necesidades técnicas para asegurar esta descarbonización, y desde la garantía de derechos que tienen personas y comunidades, que se encuentran en los entornos de estas actividades económicas.

Estos siete principios serán el marco de referencia para realizar un diagnóstico de las metas y programas de gobierno para la transición justa de combustibles fósiles, y la identificación de incentivos, barreras, riesgos y oportunidades de la reducción en la explotación del carbón, gas y petróleo en el país.

Paralelo al desarrollo de tecnologías para alcanzar la meta de carbono neutralidad a 2030, es necesario el desarrollo de políticas y programas que incluyan acciones para prevenir y mitigar el impacto social que este cambio tiene en el contexto nacional. De lo contrario la transición energética no solo profundizará las vulnerabilidades que ya hoy existen en los contextos de explotación de estos recursos, sino que también limitará el ejercicio pleno de derechos de las comunidades y personas en estas zonas de operación.

## 6.2. Aspectos sociales y barreras de la transición energética justa

Alcanzar una transición justa en Colombia significa analizar la manera como los sectores económicos pueden aportar a la reducción en la dependencia de combustibles fósiles para sus actividades, así como disminuir el uso de carbón como fuente de energía y los efectos de gases invernadero.



De acuerdo con Deloitte (2020) la transición energética tiene consideraciones particulares para los subsectores de minería, hidrocarburos y energía. Estos cambios están asociados con optimizar procedimientos y actividades propias de cada industria, por lo que reducir la dependencia que se tiene sobre los combustibles fósiles tendrá un impacto significativo sobre la

cadena de valor de las empresas del sector carbón, petróleo y gas y de hidrocarburos.

A continuación se mencionan aspectos que ante la necesidad de una transición energética justa deberán ser analizados para reducir los impactos negativos sobre las personas, las comunidades y el ejercicio de derechos

**Tabla 10. Aspectos sociales de la transición energética**

<b>Aspectos sociales de la transición energética</b>
<p>Algunos de los aspectos sociales que se pueden exacerbar debido a una agenda de transición energética que no integra los principios para la transición justa son:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>● Aumento de brechas de desigualdad y pobreza.</li><li>● Aumento de la informalidad laboral<sup>17</sup> y el desempleo<sup>18</sup>.</li><li>● Movimiento o fenómenos migratorios de familias hacia otras regiones en busca de mejores oportunidades.</li><li>● Pérdida de encadenamientos productivos locales, asociados o impulsados por las empresas del sector minero y de hidrocarburos, como parte de la gestión social que realizan en sus territorios de operación.</li><li>● Profundización de vulnerabilidades en lo referente a acceso a la salud, a los servicios públicos domiciliarios, a la educación, que afectarán de manera diferencial a niños, niñas y adolescentes, mujeres, adulto mayor, comunidad LGBTQ+, comunidades étnicas y personas en condición de discapacidad.</li><li>● Deterioro de las condiciones de seguridad, debido al posible aumento de los delitos de alto impacto, como son el homicidio, el hurto, las riñas y lesiones personales, la violencia intrafamiliar, entre otras.</li></ul> <p>Alcanzar una transición energética que sea justa, requiere del liderazgo de las agencias del Gobierno que conforman el sector minero energético, así como de los gremios y empresas que hacen parte del sector. Por lo tanto, se espera:</p> <p><u>De parte del Gobierno:</u></p> <ul style="list-style-type: none"><li>● Avanzar en estrategias que articulen la agenda del sector de minería e hidrocarburos en materia de transición energética con la de derechos humanos (la cual ya existe y lidera el grupo de derechos humanos de la oficina de asuntos ambientales y sociales del Ministerio de Minas y Energía), que permitan consolidar una transición justa no sólo para las comunidades y sus entornos, sino para las empresas que operan en estos entornos, y que dependen en gran medida de las actividades económicas y de acceso a fuentes de ingreso que promueve este sector en sus territorios.</li></ul> <p><u>De gremios y empresas del sector:</u></p>

<sup>17</sup> De acuerdo con el DANE en 2021 Colombia presentó una tasa de informalidad del 48%, que se agudiza en municipios alejados de las ciudades capitales y que también es más crítica en entornos rurales del país.

<sup>18</sup> De acuerdo con el DANE para el 2021 la tasa de desempleo fue de 13,7%, que corresponde a 3,35 millones de desocupados.



### Aspectos sociales de la transición energética

- Definir e implementar acciones a desarrollar para la alineación de la cadena de suministro con los compromisos de descarbonización; estas deberán basarse en la identificación de las capacidades (fortalezas) y debilidades existentes en contratistas y proveedores, de tal manera que se evidencian avances paulatinos pero sostenidos en el tiempo, con metas alcanzables y acotadas a las realidades particulares, para avanzar en una reducción de dependencia en los combustibles fósiles.
- Reconocer que la cadena de suministro de la minería, el petróleo y el gas no cuentan con las mismas capacidades para responder a los desafíos del cambio climático. Desconocer esta heterogeneidad de las empresas al interior de la industria, que prestan sus servicios para las fases de exploración, explotación, transporte, refinación y comercialización, hará más compleja la transición justa, donde serán los empleados los más afectados por la ausencia de medidas sustentadas en las realidades de cada empresa.
- Tener un análisis detallado de las actividades propias del sector en cada fase y de las empresas que hacen parte de la cadena de suministro, para aportar a la prevención y mitigación de los impactos sociales que dichos cambios suponen para trabajadores, comunidad y el entorno general en el que operan.

Esta transición tiene dificultades para materializarse en los entornos de actividades económicas de carbón, petróleo y gas, que deben ser abordadas y analizadas para poder generar estrategias que permitan minimizar los efectos negativos que este cambio puede traer a las personas y comunidades que dependen del sector extractivo y de minería<sup>19</sup>.

Se puede mencionar que una de las principales barreras que enfrenta el país

para cumplir con las metas de descarbonización en el sector energético es la ausencia de una agenda que conecte al nivel nacional con el local. Esto significa, que los planes de acción para la descarbonización, los mecanismos de verificación de cumplimiento por parte del sector empresarial en la materia, entre otros, están siendo definidos desde una mirada nacional, sin tener en cuenta las particularidades y necesidades que en lo local tienen las comunidades y autoridades locales para alinearse con la agenda trazada desde el nivel nacional.

Adicionalmente, desde una mirada de lo local a lo nacional, las comunidades y autoridades locales no cuentan con información suficiente sobre lo que significa la descarbonización del sector energético y los impactos que la transición energética tiene sobre las actividades económicas prevalentes en sus territorios, especialmente cuando tienen una dependencia en el sector minero y de hidrocarburos. En este sentido, el acceso a la información clara y oportuna se convierte en una barrera para asegurar transiciones justas en los territorios y con participación cualificada

<sup>19</sup> En el 2019 el sector minero generó 130.0000 empleos, de los cuales 30 mil corresponden a minería de gran escala y 100.000 son generados por la pequeña y mediana minería en Norte de Santander, Santander, Cundinamarca, Boyacá, Córdoba, Antioquia, Cauca y Valle del Cauca. Tomado de: Minería de Carbón en Colombia. Transformando el futuro de la industria. 2021. Ministerio de Minas y Energía. <https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/24311177/documento+carbon%284%29.pdf>.

Con relación al sector de hidrocarburos, la Asociación Colombiana de Petróleo – ACP menciona que entre 2011 y 2018, la industria ha vinculado en promedio 109,231 personas anualmente, de las cuales el 59% corresponden a mano de obra calificada y el 41% restante a mano de obra no calificada, la cual en su totalidad es residente de las zonas de operación. En general, del total de mano de obra, el 61% de los empleados corresponde a mano de obra calificada, mientras que el 39% restante a mano de obra no calificada. Tomado de: Informe de Gestión Social de la ACP 2017 - 2018. <https://acp.com.co/web2017/es/publicaciones-e-inform-es/informe-social>



por parte de las comunidades y otras partes interesadas, como gobiernos locales, organizaciones de la sociedad civil, defensores de derechos humanos ambientales, entre otros.

En esta línea, Colombia desde 2015 cuenta con una política pública en materia de empresas y derechos humanos, la cual se materializó en las dos versiones del Plan Nacional de Acción en empresas y derechos humanos, en adelante PNA (2015-2018 y 2020-2022), que responde a las recomendaciones del Grupo de Trabajo de Naciones Unidas para los derechos humanos y las empresas para integrar los Principios Rectores en empresas y derechos humanos. Uno de los sectores priorizados en el primer PNA fue el minero energético, lo que significó una serie de acciones por parte del gobierno nacional, las agencias del sector, las empresas y las organizaciones de la sociedad civil para dar alcance a lo definido en este documento.

En respuesta a lo anterior, el sector minero energético, para cumplir con lo definido en el PNA y otros compromisos en materia de empresas y derechos humanos (como el ingreso de Colombia a la OCDE, que implica la adopción de los lineamientos de esta entidad), es el único sector económico del país que cuenta desde 2018 con la Política de derechos humanos y la Política para la equidad de género en el sector.

Aun cuando estas políticas no están alineadas directamente con la agenda de la transición energética, si son una fortaleza y oportunidad para que el país pueda cumplir con las metas de descarbonización, desde un enfoque de transición justa y resiliente (se ampliará este punto más adelante en la sección de fortalezas e incentivos para la transición justa). A la fecha no se evidencia que las acciones definidas para la transición energética cuenten con un enfoque de

derechos humanos<sup>20</sup>, que no solo ayudaría a la protección y respeto de los derechos humanos en contextos de cualquier actividad empresarial, sino que habilitaría la integración de los siete pilares de la transición justa.

A continuación se presenta una matriz sobre las barreras que se identifican para avanzar en los siete principios de la transición justa de las actividades mineras de carbón y de petróleo y gas.

---

<sup>20</sup> De manera general, un enfoque basado en los derechos humanos permite determinar quiénes tienen derechos (titulares de derechos), así como las obligaciones de los responsables de garantizar que los titulares de derechos disfruten de sus derechos (responsables de dar cumplimiento a sus obligaciones). Dicho enfoque permite empoderar a los titulares de derechos para exigir sus derechos y a los garantes de derechos para dar cumplimiento a sus obligaciones; tomado de [https://www.ohchr.org/sites/default/files/Documents/Issues/Women/WRGS/Health/RGuide\\_NHRInsts\\_sp.pdf](https://www.ohchr.org/sites/default/files/Documents/Issues/Women/WRGS/Health/RGuide_NHRInsts_sp.pdf). En el campo de empresas y derechos humanos este enfoque supone que las empresas deben respetar todos los derechos humanos y estipula un enfoque internacionalmente reconocido del respeto al ser humano respecto de las afectaciones sociales y ambientales de las empresas". tomado de <https://www.business-humanrights.org/es/empresas-y-derechos-humanos-breve-introducci%C3%B3n>

Tabla 11. Barreras para avanzar en los principios de transición justa

Principios de la Transición justa	Barreras de la transición justa asociadas a las actividades de Carbón, Petróleo y Gas
<p><b>1. Fomentar activamente la descarbonización</b></p> <p><i>La perspectiva de que se presenten impactos negativos en las regiones intensivas en carbono no es una razón para evitar o retrasar la descarbonización. El retraso es fundamentalmente injusto. Una transición justa es la que está en consonancia con el logro de los objetivos climáticos acordados a nivel mundial, es decir, aquella que logra una disminución muy rápida de las emisiones hacia una economía de carbono casi nula.</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● La infraestructura necesaria para reducir la dependencia que hoy existe en el transporte de estos minerales e hidrocarburos, es de vital importancia para la disminución del uso de los combustibles fósiles y de la reducción de CO<sub>2</sub>. Se requiere de infraestructura para optimizar los procesos y de acciones coordinadas de las empresas para asegurar que la logística de transporte se optimice para reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>.</li> <li>● El transporte es uno de los sectores económicos con mayor potencial de aporte en la descarbonización; sin embargo, es uno de los principales contratistas de estos tres subsectores, especialmente el uso de camiones o carro tanque para entregar el producto a una central logística, oleoducto, gaseoducto o terminal férrea. Aun cuando existen oleoductos y gasoductos (para el caso de hidrocarburos) y una línea férrea en La Guajira, Cesar y Magdalena (caso del carbón), la prevalencia del uso de transporte terrestre que usa combustibles fósiles para su funcionamiento sigue siendo una barrera para alcanzar las metas propuestas de disminución de emisiones de CO<sub>2</sub>.</li> <li>● La necesidad de transformar la cadena de suministro de la industria y optimizar sus procesos, en lo que se refiere al transporte, tendrá un impacto negativo sobre las empresas contratistas. Estos impactos podrán reflejarse en recorte de personal o incluso en la necesidad de cambio de empresas contratistas. El mayor impacto social será en la disminución de empleo de estas empresas en sus zonas de influencia directa, aumentando los índices de desempleo o de informalidad laboral.</li> <li>● Cesar y La Guajira son las principales zonas de extracción de carbón a gran escala. Estos dos corredores mineros dependen en gran medida de esta actividad desde hace más de dos décadas. Iniciar una disminución en la escala de la actividad minera generará pérdidas de empleo, no solo para este sector, sino también para otros sectores como el de servicios. Retrasar la descarbonización debido a esta dependencia en el sector minero será contraproducente a largo plazo para asegurar una mayor y mejor diversificación económica.</li> <li>● Como parte de la cadena de suministro de las empresas del sector minero y de hidrocarburos se encuentran los bienes y servicios que contratan localmente (transporte, hotelería, restaurantes, comercio, etc.) Estas actividades son un renglón importante para la generación de empleo, que depende en gran medida de la presencia de empresas mineras, de sus empleados y contratistas, para subsistir. Disminuir la explotación minera, que significa el despido de personas y la disminución en la escala de explotación, generará pérdidas de empleo en este sector de servicios, debido al cierre de negocios. Lo anterior llevará también a que en estos entornos locales se dé un aumento en las tasas de desempleo e informalidad, así como de las brechas de equidad de género.</li> </ul>
<p><b>2. Evitar la dependencia en sectores intensivos en carbono y más “perdedores” en estos sectores</b></p> <p><i>Asegurar que la transición no se vea socavada por las inversiones en curso u otras formas de apoyo a la industria intensiva en carbono (cuando existan alternativas) o a la producción de combustibles fósiles, o</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Existe una alta dependencia en la industria extractiva (minería e hidrocarburos) por su capacidad para: i) la generación de empleo en los territorios, ii) la generación de recursos de regalías e impuestos para cerrar las brechas de desigualdad y pobreza, y iii) movilizar otros sectores económicos en el país. Debido a esta dependencia en el sector, se pueden generar retrocesos en la agenda de transición energética del país, al buscar dar más tiempo al sector minero e hidrocarburos para avanzar en la descarbonización.             <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Las zonas del país con una participación significativa del sector de hidrocarburos dependen en gran medida de las regalías e impuestos que deja el sector. Disminuir la participación en el PIB significa menores posibilidades de inversión por parte de los gobiernos locales y departamentales para cerrar las brechas de desigualdad y pobreza que afecta estos entornos.</li> <li>○ Departamentos como Arauca, Meta, Magdalena Medio, Putumayo, entre otras, no tendrían las mismas posibilidades de inversión social si no fuera por las acciones que</li> </ul> </li> </ul>



<b>Principios de la Transición justa</b>	<b>Barreras de la transición justa asociadas a las actividades de Carbón, Petróleo y Gas</b>
<p>reforzar la dependencia de otros negocios con respecto a estas actividades</p>	<p>desarrollan las empresas en el territorio. Desde la Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH se han liderado diferentes Programas en Beneficio de las Comunidades (PBC), que en alianza con otras entidades del gobierno como el Departamento de la Prosperidad Social, buscan potencializar los beneficios económicos que la presencia del sector tiene en los municipios y departamentos. La disminución de recursos de regalías no podrá ser una consideración para seguir retrasando la descarbonización de la industria extractiva.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Desde el Gobierno no se tiene definido por cuánto tiempo más se va a permitir la extracción de carbón, así como proporcionar señales claras a los actores económicos y de las zonas de extracción del carbón (comunidades y autoridades locales), sobre dicha temporalidad. Una situación que puede ser un retroceso en materia de descarbonización es la posibilidad que se abre en La Guajira con la desviación del Arroyo Bruno para habilitar nuevos tajos de explotación que, posiblemente, le permitan a Cerrejón extender su presencia extractiva en este departamento. Adicionalmente, en los próximos meses se van a adjudicar nuevos frentes de explotación de carbón que eran de Prodeco en el Cesar.</li> <li>Es necesario que desde las entidades del Gobierno a cargo de la transición energética se determine <i>cuánto</i> carbón debe permanecer bajo tierra y sin quemarse para limitar el calentamiento global a 1.5 °C por encima de los niveles preindustriales. Esta es una meta global, pero desde el contexto nacional es necesario reconocer la necesidad de limitar en los años venideros la cantidad de carbón que se puede extraer para no exceder los límites viables para la superación del cambio climático; esto significa que el gobierno colombiano debe contar con información transparente y accesible para todas las partes involucradas sobre esta expectativa de explotación.</li> <li>La situación internacional de guerra en Ucrania se ha visto como una oportunidad para que las actividades de la industria del petróleo, gas y carbón dejen recursos importantes a la Nación. Las sanciones a Rusia, segundo exportador de petróleo en el mundo y mayor proveedor de gas de Europa<sup>21</sup>, tienen a los países europeos y a Estados Unidos buscando nuevas alianzas y proveedores para suplir el abastecimiento de estos commodities. Esta situación puede llevar a un retraso en el proceso de descarbonización y el cumplimiento de metas para tal fin.</li> </ul>
<p><b>3. Apoyar a las regiones afectadas</b></p> <p>Generar oportunidades para <u>nutrir y mantener la vitalidad y la estabilidad económica</u>. Dar prioridad al apoyo a las regiones con menor capacidad financiera para <u>invertir en la diversificación</u>, y a las que tienen una menor responsabilidad histórica en las emisiones globales</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>En el caso de los departamentos de Cesar y La Guajira, la diversificación económica es una necesidad, pero también es uno de los principales retos debido al deterioro del suelo y las afectaciones al recurso hídrico en sus condiciones de calidad, disponibilidad y accesibilidad. Lo anterior limita la posibilidad de integrar a la economía, local y regional, actividades agrícolas que disminuyan la dependencia en el sector extractivo, limitada por la baja calidad que actualmente tienen los suelos; los impactos sobre la calidad y disponibilidad del agua también es una limitante para la diversificación económica, deterioro que ha sido acelerado por la actividad minera. Lo anterior presenta grandes retos para que el gobierno nacional, regional y local reduzcan la dependencia de estas regiones en la explotación del carbón.</li> <li>En otros departamentos con explotación de carbón (térmico y coquizado) resulta ser mucho más rentable la explotación minera que la producción agrícola. Esto significa, que existen barreras para asegurar la rentabilidad agrícola, de tal manera que se viabilicen otras actividades económicas y que se generen encadenamientos productivos alrededor de estas “nuevas” actividades económicas.</li> <li>Al igual que con la minería de carbón, los entornos con explotación de hidrocarburos cuentan con actividades de otros sectores económicos que no cuentan con la inversión necesaria</li> </ul>

<sup>21</sup> Tomado de

<https://www.elcolombiano.com/negocios/guerra-rusia-ucrania-incentivaria-petroleo-y-carbon-de-colombia-CG16982264>



Principios de la Transición justa	<b>Barreras de la transición justa asociadas a las actividades de Carbón, Petróleo y Gas</b>
	<p>para alcanzar rentabilidad y diversificación de los territorios.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Los encadenamientos productivos en estos entornos de explotación de petróleo dependen de la industria del petróleo, y los gobiernos locales no cuentan con la capacidad para impulsar o fortalecer estos sectores de manera independiente o por fuera del sector extractivo.</li> <li>• Ausencia de espacios de diálogo, basados en la confianza, entre los diversos actores (empresa, agencias del Gobierno de la industria, comunidades, y autoridades locales) para identificar las oportunidades y barreras existentes en los entornos de operación para avanzar en la diversificación económica de estos territorios.</li> <li>• Alta dependencia de los municipios y departamentos de los recursos de regalías e impuestos de Ley que deja la presencia de la industria en los territorios; el cierre o disminución en la escala de explotación tendrá impactos negativos en los recursos que los gobiernos locales o departamentales hacen al mejoramiento de infraestructura, fortalecimiento de emprendimientos productivos, y en general a proyectos y programas para disminuir las brechas de desigualdad.</li> </ul>
<p><b>4. Apoyar a los trabajadores, a sus familias y a la comunidad en general afectada por los cierres o la reducción de escala</b></p> <p><i>Brindar asistencia para encontrar <u>nuevas oportunidades de subsistencia</u>. Cuando no sea posible la reinserción profesional, asegurar la disponibilidad de protección social suficiente. Los <u>impactos económicos, sociales y personales de la transición no deberían agravar la vulnerabilidad de las personas más marginadas o débiles</u>. La transición no debe poner en peligro los derechos básicos de los trabajadores, ni amenazar los derechos humanos en el sentido más amplio</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La licencia ambiental que otorgan las autoridades ambientales en Colombia incluye el plan de manejo para la fase de cierre del proyecto. Sin embargo, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales - ANLA y las Corporaciones Autónomas Regionales - CAR, no cuentan con lineamientos o requerimientos mínimos para que estos procesos de cierre integren indicadores sociales; se mantiene una normatividad ambiental técnica, que débilmente incluye aspectos sociales, para esta fase de los proyectos.</li> <li>• A pesar de contar con planes de cierre, no se identifica que las empresas realicen ajustes a estos planes durante las fases de explotación. Esto es relevante, en la medida que los entornos son cambiantes y las necesidades y fortalezas de las comunidades deben ser una fuente de información para ajustar los planes de cierre minero frente a esas realidades.</li> <li>• No existe información pública, clara y accesible sobre los planes de cierre o reducción de escala de las empresas de este sector, que le permita a las agencias del Gobierno hacer el control y seguimiento adecuado, o gestionar los planes o programas para reducir los impactos sociales de estos cambios en la industria.</li> <li>• En línea con lo anterior, se deberán ajustar los planes de cierre minero y abandono, así como de entrega de los bloques de explotación de hidrocarburos, para que puedan integrar las medidas adecuadas para el cumplimiento de las metas de descarbonización. De lo contrario, estos entornos de operación seguirán generando efectos adversos sobre la transición energética, especialmente sobre la transición justa de los entornos mineros y de hidrocarburos.</li> <li>• No existe una agenda de trabajo con enfoque territorial para impulsar que la reducción de escala de estas operaciones no profundice las vulnerabilidades presentes en el entorno y que pueden poner en mayor desventaja a la población, especialmente a comunidades étnicas, rurales, población infantil, entre otras.</li> <li>• Ausencia de información clara, oportuna y accesible sobre los procesos de cierre de proyectos, o relacionada con la reducción en la escala de explotación, que les permita a las comunidades y a las autoridades locales y regionales desarrollar planes de acción para enfrentar los efectos positivos y negativos de la descarbonización del sector minero y de hidrocarburos.</li> <li>• Falta mayor claridad sobre cómo se pueden ver afectados los derechos de personas y comunidades. Esto significa que la agenda de transición energética no cuenta con un</li> </ul>



<b>Principios de la Transición justa</b>	<b>Barreras de la transición justa asociadas a las actividades de Carbón, Petróleo y Gas</b>
	<p>enfoque de derechos, que minimice las consecuencias negativas y que potencialice la articulación entre las distintas entidades de gobierno (nacional, regional y local) para la protección y garantía de derechos.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Falencias en la articulación de las agencias del sector minero energético para alinear los esfuerzos en materia de empresas y derechos humanos con la de transiciones justas</li> </ul>
<p><b>5. Remediar los daños ambientales y garantizar que los costos relacionados no se transfieran del sector privado al público</b></p> <p><i>Debe respetarse el principio de que <u>quien contamina paga</u>.</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Colombia no cuenta con líneas base que permitan determinar impactos acumulados, pasivos ambientales y responsabilidades sobre las afectaciones que las actividades económicas tienen sobre los servicios ecosistémicos</li> <li>• La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales y las Corporaciones Autónomas Regionales hacen el seguimiento a los Planes de Manejo Ambiental proyecto por proyecto; a la fecha solo en algunos casos, como en el corredor minero del Cesar, están realizando evaluaciones y seguimiento regional. Sin embargo, esta no es una realidad a nivel nacional.</li> <li>• Se han presentado eventos específicos donde las autoridades ambientales han podido determinar responsabilidades sobre afectaciones a fuentes hídricas derivadas de incumplimientos a las licencias ambientales vigentes, pero para determinar pasivos ambientales de estos tres subsectores o de otros sectores, no existen las capacidades para efectuarlo.</li> <li>• Debido a la ausencia de línea base, las empresas se responsabilizan de sus afectaciones en el marco de los Planes de Manejo Ambiental quedando desatendidos otros impactos ambientales que se pudieron profundizar por la actividad de la empresa o por la presión que estas actividades generan al entorno, especialmente cuando en un mismo territorio pueden coincidir estas actividades de minería de carbón e hidrocarburos</li> </ul>
<p><b>6. Abordar las desigualdades económicas y sociales existentes</b></p> <p><i>Las medidas de respuesta deben incluir una <u>perspectiva de equidad social</u>. La equidad social y el empoderamiento de los grupos sociales vulnerables deben ser un objetivo explícito al <u>diseñar las medidas de apoyo</u>, <u>evaluar las oportunidades económicas</u>, <u>valorar los impactos</u> y <u>priorizar los resultados del apoyo a la transición</u></i></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Los esfuerzos por trabajar en una agenda de transición justa del sector de la minería de carbón está centrada en los departamentos de Cesar y La Guajira. En las demás zonas del país (Antioquia, Boyacá, Córdoba, Cundinamarca, Valle del Cauca) no se identifican esfuerzos por parte de las empresas para integrar esta agenda.</li> <li>• No se evidencian esfuerzos por parte de las empresas de hidrocarburos por impulsar o generar espacios de discusión prospectiva con actores locales para la identificación de las posibles consecuencias que sobre los aspectos sociales tiene la transición energética</li> <li>• La existencia de una serie de conflictos en los territorios, que están relacionados con i) actuaciones institucionales y el nivel de efectividad y aplicación de las normas, ii) ausencia de procesos de debida diligencia por parte de las empresas con enfoque de derechos humanos, y iii) ausencia de información o no legítima (desconfianza entre los actores), y que no están siendo atendidos oportuna y adecuadamente por el Gobierno y las empresas, ha llevado a incrementar los niveles de desconfianza por parte de los afectados (comunidades y personas) hacia las instituciones y las compañías del sector minero y de hidrocarburos.</li> <li>• Los espacios de diálogo que actualmente existen en estos entornos locales principalmente están en función del relacionamiento de las empresas con sus grupos de interés para atender los impactos, positivos y negativos, de su actividad. Es decir, están en el marco de sus responsabilidades en gestión social, ambiental y de seguridad, y no se han habilitado estos espacios para que se pueda abordar la transición justa.</li> <li>• Las agencias del sector minero energético cuentan con programas y directrices para que las empresas puedan desarrollar programas sociales que redunden en mejores condiciones de las comunidades de su entorno, pero no están alineados con la agenda de transición</li> </ul>



Principios de la Transición justa	<b>Barreras de la transición justa asociadas a las actividades de Carbón, Petróleo y Gas</b>
	<p>energética y mucho menos de transición justa. Es decir, estos programas responden a la gestión social de la compañía, pero no están siendo desarrollados para avanzar en una agenda de descarbonización, como tampoco de las implicaciones que esas transformaciones tiene para la actividad económica y su relacionamiento con las comunidades, las autoridades locales y el entorno en su conjunto.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Las conversaciones sobre la agenda de transición energética se sigue abordando desde las fortalezas y necesidades técnicas que tiene el país para lograrlo, pero no se está articulando la agenda de transición justa a estas conversaciones, por lo que no se han identificado las posibilidades de articulación y colaboración con otros actores estatales, para plantear una agenda de que aborde las desigualdades que hoy existen en los entornos de operación de estos sectores y cómo se pueden ver impactados por la descarbonización.</li> </ul>
<p><b>7. Asegurar un proceso de planificación inclusivo y transparente</b></p> <p><i>Este proceso se debería basar en un <u>diálogo social</u><sup>22</sup> amplio. Las vías y <u>prioridades de desarrollo económico</u> se deberían <u>determinar a nivel local</u>. La <u>solidaridad</u> y <u>cooperación internacional</u> son necesarias para obtener apoyo financiero y tecnológico</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Actualmente en los territorios donde se encuentran las actividades de minería de carbón e hidrocarburos existe una desconfianza entre los actores locales (autoridades locales, comunidades, organizaciones de la sociedad civil, empresas) que limita las posibilidades de generar espacios de diálogo para abordar las desigualdades que existen en estos entornos y generar acuerdos para superar de manera colaborativa las problemáticas locales. .</li> <li>En los últimos años, se han consolidado en los departamentos de explotación de carbón a gran escala espacios para el diálogo social; todavía se debe superar la desconfianza que por décadas ha interferido en el relacionamiento entre todos los actores y que se aseguren mecanismos adecuados para la participación significativa de las comunidades en igualdad de condiciones y conocimientos. Esto requiere acceso a la información bajo criterios de oportunidad, transparencia y accesibilidad, y el establecimiento de mecanismos efectivos de participación y construcción colectiva.</li> <li>En los escenarios de explotación de carbón en mediana y pequeña escala no se evidencia la existencia de escenarios de participación y diálogo entre los actores locales, que puedan servir para impulsar un diálogo social para la transición justa.</li> <li>La planeación de este sector se ha desarrollado desde conversaciones nacionales, que no han tenido en consideración las preocupaciones y oposición de comunidades y autoridades locales.</li> <li>Las empresas del sector, incluidas las que hacen parte de la cadena de suministro, no cuentan con mecanismos y estrategias robustas para compartir información relevante con sus grupos de interés locales; esto incide no solo en el relacionamiento y el aumento de oposición a las actividades, sino también en la dificultad de consolidar escenarios de diálogo para la planeación del sector con participación de todos los actores relevantes (agencias del Gobierno, autoridades locales, comunidades, OSC, academia, entre otros).</li> <li>La normatividad exige que se socialice la información; sin embargo, no clarifica o cualifica la manera como se debe hacer; esto incide en la calidad de la información que comparten las empresas.</li> <li>El acceso a la información es limitado, con información que no es suficiente para</li> </ul>

<sup>22</sup> El diálogo social ha sido definido por la OIT como "todo tipo de negociación consulta o simple intercambio de informaciones entre representantes de gobiernos, empleadores y trabajadores sobre cuestiones de interés común relacionadas con la política económica y social". Puede llevarse a cabo en los ámbitos nacional, regional, sectorial o de la empresa. Para determinar los efectos específicos del diálogo social es necesario precisar la forma, el nivel, los procesos y los temas del diálogo social y los agentes implicados. Este concepto también es utilizado para otros ámbitos, diferentes al laboral, pero que requieren que las partes involucradas, en este caso empresas, Gobierno y sociedad civil, lleguen a acuerdos para la acción articulada y el impacto colectivo para alcanzar las metas de descarbonización.



<b>Principios de la Transición justa</b>	<b>Barreras de la transición justa asociadas a las actividades de Carbón, Petróleo y Gas</b>
	<p>comprender cómo el sector puede aportar en la transición justa de los territorios.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• La explotación de yacimientos no convencionales sigue siendo una conversación desde el nivel nacional y basada en los elementos técnicos de la actividad; en las conversaciones que se han generado en el país no han sido eficientes en integrar las preocupaciones de las comunidades y organizaciones de la sociedad civil, ni en entregar información clara y oportuna a las partes interesadas, especialmente a las comunidades.</li> <li>• La ausencia de mecanismos estatales para tramitar los conflictos socio ambientales derivados de la operación de las empresas ha dificultado la posibilidad de generar espacios de diálogo, llevando a un escalamiento de los conflictos y a una ruptura en la confianza y en las relaciones entre los actores involucrados.</li> <li>• La relación de las autoridades nacionales ambientales y del sector minero energético (que integra a la minería de carbón y los hidrocarburos) con el territorio se ha dado principalmente en función del proyecto licenciado. Esto genera una distancia entre el territorio y sus actores, dejando vacíos para el adecuado relacionamiento del Gobierno con sus territorios, que limitan la posibilidad de construir escenarios de diálogo para la identificación de barreras, necesidades, expectativas y de generación de acuerdos para tramitar conflictos entre Gobierno, empresas y comunidades.</li> <li>• En los entornos de operación del sector de minería e hidrocarburos se presentan dificultades para el relacionamiento entre los actores; las agencias del Gobierno no están impulsando espacios de diálogo en los territorios, lo cual dificulta la participación significativa de las partes involucradas.</li> </ul>

### 6.3. Fortalezas y oportunidades para el cierre de brechas en relación con una transición energética justa

Como se mencionó al inicio de este capítulo, Colombia cuenta con avances importantes en materia de regulación y normatividad para el sector minero energético para la protección y respeto de los derechos humanos con ocasión de las actividades propias del sector. Lo anterior se conoce como la agenda de empresas y derechos, la cual se fundamenta en los Principios Rectores de Naciones Unidas en empresas y derechos humanos (PRNU), el cual corresponde al principal marco de actuación para que los Gobiernos y las empresas cumplan con sus obligaciones, en el marco de

actividades empresariales, de proteger y respetar los derechos humanos y remediar, de acuerdo las responsabilidades de Gobierno y empresas existan vulneraciones al ejercicio de derechos.

De acuerdo con el Institute for Business and Human Rights - IHRB (2020) *“el enfoque de derechos humanos para las empresas puede ayudar a acelerar la mitigación y la adaptación al cambio climático. Y un estándar internacional que ya forma un marco acordado internacionalmente para cumplir las obligaciones del Gobierno y responsabilidades corporativas – los Principios Rectores de la ONU sobre Empresas y Derechos Humanos (PRNU) – puede apoyar esto”*.

Los PRNU se configuran como un referente conceptual que permite integrar





acciones y agendas de trabajo: la de derechos humanos, la de transición energética y la de la transición justa.

De acuerdo con los PRNU las empresas deben contar con procesos de debida diligencia que les permita prevenir, mitigar y reparar, cuando sea necesario, los impactos negativos que sus actividades tienen sobre el ejercicio de derechos de personas y comunidades; las emisiones de gases de efecto invernadero son impactos generados directamente por las empresas, o con los que están directamente vinculados a través de sus relaciones comerciales, que claramente tienen consecuencias adversas sobre los derechos humanos como a un ambiente sano, a la salud y a la vida digna, entre otros.

Este entendimiento sobre la debida diligencia fue incorporado en las Guías para Multinacionales elaboradas por la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico - OCDE, para ser extendido a otras áreas de conducta empresarial responsable como el cambio climático, conflictos armados, derechos laborales, soborno y corrupción, transparencia y derechos de los consumidores, así como en la Declaración Tripartita de Principios sobre Empresas Multinacionales de la Organización Internacional del Trabajo - OIT (Defensoría del Pueblo, 2020).

Adicionalmente, en 2019 David Boyd, Relator Especial de Naciones Unidas, concluyó que el incumplimiento de los compromisos internacionales contra el cambio climático es una violación *prima facie* de las obligaciones de un estado de proteger los derechos humanos de sus ciudadanos<sup>23</sup>.

<sup>23</sup> "Report of the Special Rapporteur on the issue of human rights obligations relating to the enjoyment of a safe, clean, healthy and sustainable environment" A/HRC/31/521 (Feb 2016), at: <https://undocs.org/en/A/HRC/31/52>

De manera implícita, los siete principios de la transición justa busca que las empresas y Gobiernos identifiquen de qué manera la transición hacia actividades bajas en carbono puede afectar a las comunidades y trabajadores, para así definir y gestionar medidas para la prevención y mitigación de estas consecuencias. Tal y como ya se había mencionado al inicio de esta sección, la transición justa pone en el centro de la discusión sobre la descarbonización a las personas y no a las actividades económicas.

Por lo tanto, los avances que Colombia y el sector minero energético han alcanzado desde 2015 en su agenda de empresas y derechos humanos, son un camino que deberá articularse con las acciones para la transición energética justa y resiliente del país<sup>24</sup>.

A continuación se presenta una matriz con las fortalezas para cada uno de los sectores (carbón, petróleo y gas) que en materia de derechos humanos y empresas existen en el país y que pueden servir para avanzar en la consolidación de

<sup>24</sup> Colombia cuenta con dos Planes Nacionales de Acción (PNA) en empresas y derechos humanos (2015-2018 y 2020-2022) en los que se priorizaron acciones para entidades del gobierno nacional y actores económicos de sectores priorizados, entre ellos el minero energético, infraestructura y agroindustrial. Estos PNA son una hoja de ruta para la integración de los PRNU, que exigen, por un lado, del Estado adecuar su marco regulatorio para la garantía y protección de los derechos humanos en el marco de operaciones empresariales, y de otro lado, la obligación de respeto por parte de los actores económicos en el desarrollo de sus actividades. El cumplimiento de estos lineamientos integra también las acciones por el cambio climático, la transición energética y la transición justa. Desde hace varios años, la Corte Constitucional ha venido utilizando los PRNU como referente conceptual para sus sentencias, así como para la definición de la sección resolutoria de las mismas, que implican obligatoriedad para el gobierno y sus agencias. De manera particular se resalta la Sentencia Unificada 095 de 2018, en la que la Corte hace exigible, en adelante, de la debida diligencia ambiental y social para el sector minero energético y obliga a las entidades del sector a ajustar sus procesos de planeación, control y vigilancia para que puedan asegurar que las empresas cumplen con esta debida diligencia. El PNA al ser un documento de política pública en materia de derechos humanos, es el instrumento adecuado para que se implementen tanto los lineamientos internacionales, como los desarrollos normativos a nivel nacional.



una agenda de transiciones justas, que integre el enfoque de derechos humanos. Algunas fortalezas parten de los documentos que han delimitado avances

sectoriales, y que son una oportunidad para la consolidación de una agenda de transición justa. Para detalle de estos avances ver el Anexo 2.

**Tabla 12. Fortalezas del sector minero energético**

Fortalezas	Carbón	Petróleo y gas
<p><b>Planificación del sector minero energético en el país</b></p>	<p>La UPME se encuentra construyendo una matriz de riesgos e impactos en derechos humanos para el sector minero energético que servirá de insumo para que las empresas y agencias del sector puedan identificar de manera más precisa los impactos negativos que la actividad tiene en el territorio, y así generar acciones de articulación y prevención.</p> <p>El Ministerio de Minas y Energía se encuentra desarrollando los lineamientos sociales para la transición justa, que tienen por objetivo poner en el centro de la discusión de la transición a las personas, de tal manera que desde la entidad se puedan articular los esfuerzos que actualmente se están realizando para integrar los enfoques de género, derechos humanos, desarrollo territorial, y que permiten avanzar en un diálogo social entre el Estado y las comunidades</p>	
	<p>Desde 2021 la UPME viene trabajando en la definición de metodologías para la planificación del sector con enfoque territorial. Esto significa generar espacios de diálogo con diversos actores locales sobre el desarrollo territorial y el rol del sector minero para la transformación de la economía en aquellos territorios con alta dependencia de la minería, especialmente del Carbón (La Guajira y Cesar).</p>	<p>La ANH, presentó en 2019 el plan de acción en derechos humanos y empresa, como un esfuerzo para avanzar en la agenda nacional de empresas y derechos.</p>
<p><b>De las empresas y gremios del sector</b></p>	<p>El <a href="#">World Benchmarking Alliance</a> desarrolló una metodología, que consta de 6 indicadores principales, para la evaluación de las contribuciones que las empresas han realizado para la transición justa. “Estas evaluaciones pueden convertirse en un mecanismo único y crítico de rendición de cuentas de una descarbonización y transformación energética que <i>no deja a nadie atrás</i>”. Los indicadores diseñados podrán servir de referente para que el gobierno colombiano pueda construir una agenda para la transición justa y las empresas del sector puedan trabajar sobre expectativas claras, de nivel internacional, sobre lo que significa la transición energética y justa para todos los actores involucrados.</p> <p>De acuerdo con la evaluación realizada por <a href="#">World Benchmarking Alliance</a> en 2021, BHP Billiton (<i>Broken Hill Proprietary</i>) es una de las empresas que más cumple con las expectativas de una transición justa; estos resultados podrán servir como referente de buenas prácticas para sus subsidiarias en el país (tanto en minería como en hidrocarburos) y para otras empresas del sector.</p>	
	<p>Ejemplo de las acciones que empresas multinacionales están implementando en sus operaciones a nivel internacional, que pueden servir de referente para Colombia se encuentra Glencore, que opera en Colombia a través de Cerrejón (La Guajira)</p>	<p>Generación de espacios de concertación y diálogo con otros sectores económicos para identificar mejores prácticas en materia de descarbonización dentro de la cadena de valor.</p>



Fortalezas	Carbón	Petróleo y gas
	<p>y Prodeco (Cesar).</p> <p>En el último año ha venido desarrollando indicadores para integrar los principios de transición justa en el análisis que está realizando de sus proyectos a nivel mundial; es consciente de los impactos negativos que sobre las comunidades tendrá la descarbonización, ya sea por cambios en las operaciones o por el cierre de minas.</p>	<p>La industria de hidrocarburos en Colombia cuenta con una herramienta para el autodiagnóstico en debida diligencia, ética y derechos humanos, que podrá servir como referente para la definición de indicadores y mecanismos de verificación al interior de las empresas en materia de transición justa. Esta herramienta está a cargo de la Asociación Colombiana de Petróleo – ACP, para que sus asociadas la utilicen anualmente y midan cómo han avanzado en materia de respeto de los derechos humanos.</p>

#### 6.4. Temas clave para avanzar en la transición justa del sector energético

En este apartado se abordarán los hitos de política claves para asegurar que la transición energética sea una transición justa, tal como lo proponen los siete principios para este fin. Las acciones que se enuncian en bullets para cada uno de estos hitos pueden desarrollarse de manera paralela.

- **Promover la ratificación del Acuerdo de Escazú<sup>25</sup>, como un instrumento que complementa las acciones a favor del cambio climático y ayudan en la consolidación de escenarios propicios para el diálogo social en favor de la transición justa.**
  - Incluir dentro del programa de gobierno la ratificación

del Acuerdo de Escazú como un tema prioritario para el legislativo, de tal manera que el Congreso de la República genere los debates necesarios. Su ratificación será un avance para que el gobierno nacional, como primer garante de los derechos humanos, adecue la normatividad ambiental existente para que de manera progresiva se garantice, de manera directa, el derecho a un medio ambiente sano y al desarrollo sostenible. De igual manera se avanza en la garantía del derecho a la participación y el acceso de información, derechos necesarios para consolidar una agenda de transición justa en el territorio

- Generar espacios de diálogo con sectores económicos, academia, organizaciones de la sociedad civil, defensores de derechos humanos y ambientales, para abordar la relevancia que tiene este Acuerdo para la garantía al derecho a un medio ambiente sano y la manera

<sup>25</sup> El Acuerdo de Escazú es la forma corta de nombrar el **Acuerdo Regional sobre el Acceso a la Información, la Participación Pública y el Acceso a la Justicia en Asuntos Ambientales en América Latina y el Caribe**. Por lo anterior, su ratificación es un avance para que los gobiernos, como primer garante de los derechos humanos, adecue la normatividad ambiental existente para que de manera progresiva se garantice el derecho a un medio ambiente sano y al desarrollo sostenible. Al desarrollar este Estudio se aprobó el Acuerdo de Escazú en segundo debate, aunque significa un gran avance, aún faltan los debates para su aprobación



- como las disposiciones de dicho Acuerdo ayudan al cumplimiento de las metas del país en materia de descarbonización y transición justa.
- Generar información clara sobre el significado y alcance del Acuerdo de Escazú, bajo criterios de claridad y transparencia, que les permita a distintos actores (estatales y no estatales) tomar decisiones informadas y legítimas sobre la ratificación de este instrumento internacional para la gobernanza ambiental.
  - Debido a la polarización que este Acuerdo ha tenido en el contexto nacional, será de importancia que la información que se comparta desde el Gobierno con otros actores esté elaborada por un tercero externo al gobierno y con altos niveles de legitimidad, tanto al interior del gobierno como de otros actores (empresas, sociedad civil, defensores de derechos humanos y ambientales). Esta labor podrá ser realizada por universidades o por organismos internacionales.
  - Procurar que las autoridades ambientales del orden nacional y regional continúen trabajando al interior de las entidades por integrar procesos de participación y diálogo con las comunidades, bajo los criterios que propone el Acuerdo de Escazú: transparencia, acceso a la información y participación significativa.
- **Asegurar que dentro del Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 se dejen los lineamientos y acciones necesarias para que los enfoques diferenciales (especialmente de derechos humanos, así como de género, étnico y territorial) sean integrados adecuadamente en el plan nacional para la transición justa 2030.**
    - Alinear este plan nacional para la transición justa con los avances actuales del gobierno nacional en la materia, como son la Estrategia Nacional de Transición Justa de la Fuerza Laboral para 2023 y las acciones implementadas desde la Comisión Intersectorial de Cambio Climático – CICC.
    - Asegurar que la actualización a planes o estrategias para la transición justa de la fuerza laboral 2023 integra apropiadamente el enfoque de derechos humanos. Esto permite que la transición justa no sea vista solo como la pérdida o generación de empleos, sino también como la oportunidad para que el Estado y sus entidades de gobierno fortalezcan los esfuerzos para la promoción, protección y garantía de derechos en el marco de las actividades económicas.
    - Articular este plan nacional con los esfuerzos que se están adelantando desde el Ministerio de Minas y Energía para avanzar en una transición justa del sector minero y de hidrocarburos, que incluye integrar la



- Política sectorial de Derechos Humanos, la de equidad de género, y los lineamientos sociales para la transición justa.
- o Integrar, como parte de las acciones que se están desarrollando desde la Comisión Intersectorial de Cambio Climático - CICC, el enfoque de derechos humanos de tal manera que se identifican de manera oportuna las necesidades y capacidades que tienen los entornos locales de operación del sector minero y de hidrocarburos para hacer frente a las medidas adoptadas por el gobierno nacional en materia de transición energética, para que sea *justa* en todo el territorio nacional.
  - o Definir objetivos, estrategias y líneas de acción, que desde el ámbito nacional irradian a las entidades departamentales y locales, con enfoque diferencial de género, étnico y territorial. Esto permite asegurar los recursos financieros para la implementación de acciones, así como la asignación de funciones dentro de las entidades competentes para su cumplimiento y monitoreo.
  - o Promover, desde las entidades y agencias del Gobierno, el *diálogo social* entre actores diversos (estatales y no estatales) y en los distintos niveles de incidencia (local, regional y nacional) con el propósito de construir o actualizar el plan nacional para la transición justa 2030.
  - o Definir una estrategia de relacionamiento con cada uno de los actores que harán parte del diálogo social, que les permita a las partes involucradas reconocer el rol que tendrán en el proceso y que trabajen de manera articulada en las siguientes fases definidas para el diálogo social.

El *diálogo social* genera resultados tangibles y legítimos para las partes involucradas. Por lo tanto, el Gobierno, como primer respondiente frente a las acciones para el cambio climático y garante de los derechos humanos, deberá tener en cuenta las siguientes tres fases para asegurar un ejercicio real de participación y diálogo social. Las actividades que se identifican para cada fase no es una lista exhaustiva y acabada, pero sí serán una guía para asegurar la participación de todos los actores<sup>26</sup>.

#### 1. *Alistamiento para el diálogo social*

- Definir una metodología para la facilitación de los espacios para el diálogo social que se desarrollarán durante la siguiente fase. Esto incluye contar con una organización a cargo de la facilitación del diálogo social, que sea externa a los actores involucrados y que sea experta en facilitación y construcción de acuerdos.

<sup>26</sup> Las fases que se presentan para el diálogo social retoman la aproximación metodológica para la acción colectiva entre diversos actores sociales y que fue desarrollada por el Centro Regional de Empresas y Emprendimientos Responsables - CREER.



- Identificar la existencia de espacios de participación en los contextos locales para abordar asuntos ambientales relacionados con las actividades económicas (ej. Audiencias públicas ambientales, mecanismos de participación de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales - ANLA). Lo anterior con el propósito de evaluar la legitimidad de dichos espacios para ser utilizados en el marco del diálogo social en materia de transición justa.
- Identificar los contextos locales donde se priorizará el diálogo social, esto incluye: identificar los conflictos relacionados con acciones para el cambio climático (pueden ser los conflictos socioambientales), actores que intervienen en el conflicto (entidades del Gobierno, comunidades, defensores de DDHH y ambientales, empresas), acciones que a la fecha se han implementado por parte del Gobierno para atender esos conflictos, resultados o impacto que dichas acciones han tenido.
- Generar información accesible y transparente para todas las partes interesadas, que les permita tener una participación significativa en los escenarios de participación para el diálogo social.

## 2. *Desarrollo del diálogo social*

- Convocar a los actores locales de los entornos minero energético, a los espacios de participación definidos para el diálogo social.
- Definir colectivamente los mecanismos de gobernanza para el diálogo social durante esta fase, que incluye: i) definir las reglas de juego durante el proceso, ii) establecer los mecanismos para la solución de controversias entre las partes, iii) determinar la temporalidad entre los espacios para el diálogo social.
- Definir colectivamente el rol que todos los actores (autoridades civiles, comunidades, empresas y agencias del gobierno nacional) tienen en el diálogo social, así como en la sostenibilidad de las acciones que resulten del proceso.
- Diseñar mecanismos formales para la difusión y socialización de la información necesaria para la participación de las partes en el diálogo social, que le permita a los actores involucrados, especialmente a las comunidades, tener acceso a la información de manera oportuna, bajo criterios de claridad y transparencia.
- Identificar colectivamente las necesidades y fortalezas de los contextos minero-energéticos para enfrentar los cambios que se requieren para cumplir con las metas de descarbonización en el país.
- Generar consensos y acuerdos para la acción climática, donde todos los actores del territorio tienen responsabilidades para alcanzar las metas propuestas.
- Diseñar colectivamente el plan nacional para la transición justa que se articule con las acciones para el cambio climático que lidera la Comisión Intersectorial de Cambio Climático - CICC.
- Definir el procedimiento y pasos a seguir para la elaboración de las hojas de ruta territoriales para la transición justa del sector minero energético.

## 3. *Sostenibilidad de los acuerdos y acciones definidas durante el diálogo social*



- Definir los mecanismos para la evaluación y seguimiento de las acciones, definidas en el plan de acción para la transición justa del sector minero energético.
- Definir colectivamente los mecanismos de gobernanza para la fase de sostenibilidad de los acuerdos y acciones definidas en la fase anterior. Esto incluye: i) definir los mecanismos para la solución de controversias entre las partes, ii) determinar los responsables de la evaluación y seguimiento.

Adicionalmente, se espera que la entidad del gobierno que lidere este proceso realice las siguientes actividades, en articulación con las entidades territoriales:

- Definir colectivamente los temas que serán tratados durante el proceso de construcción o actualización del Plan; entre estos pueden estar: oferta laboral en el territorio, reducción de brechas laborales, reconversión económica, fortalecimiento de capacidades, formación para la reconversión económica, entre otros.
- Asegurar que la información técnica, necesaria para la definición del plan, es legítima para las partes. Esto permite fortalecer y articular esfuerzos entre actores diversos.
- Articular el plan para la transición justa en contextos de actividad minero-energética con las acciones que ya se establecen en la Política de Derechos Humanos y la Política de Equidad de Género para este sector, así como de los lineamientos sociales para la transición justa, elaborados por el Ministerio de Minas y Energía.
- Definir una estrategia para el relacionamiento con los distintos actores (estatales y no estatales, como academia, organizaciones de la sociedad civil, líderes y lideresas comunitarias, defensores de derechos humanos y del medio

ambiente, gremios y empresas de todos los sectores económicos, autoridades civiles, entre otras) que permita la adecuada implementación del Plan para la transición justa.

- Incluir dentro de los Planes de Desarrollo departamental y municipal de los próximos gobiernos y hasta la vigencia del 2030 las hojas de ruta definidas para la transición justa, de tal manera que las acciones e indicadores (en las actividades previamente mencionadas en este hito) queden incluidos en estos planes de gobierno. Esto incluye asegurar los recursos financieros para su implementación y la asignación de las entidades locales a cargo de su cumplimiento y monitoreo.

**c. Desarrollar una hoja de ruta para la diversificación y reconversión económica, adecuados a las realidades de los contextos locales con actividades de carbón, petróleo y gas.**

- Para lograr este hito, es necesario que la reconversión económica haya sido uno de los temas abordados por los actores en el Plan Nacional de Transición Justa. Esto significa que a partir de las metodologías diseñadas para el diálogo social (de alcance nacional y local) se han abordado las



- capacidades y debilidades ambientales, sociales y económicas presentes en los contextos particulares del sector, para disminuir la dependencia hacia el sector minero energético.
- Identificar las posibilidades para la reconversión, no solo desde la perspectiva ambiental y económica (de las actividades que se pueden o no desarrollar en el territorio) sino desde la variable social y de encadenamientos productivos. Para ello, será necesario:
    - Realizar una caracterización de las condiciones laborales en el territorio: índices de informalidad, brechas para el acceso al trabajo, brechas en equidad de género, entre otras variables.
    - Identificar los sectores productivos presentes en el territorio, incluyendo las fortalezas y debilidades, que pueden estar relacionadas con: producción y comercialización, infraestructura, conocimientos técnicos, sostenibilidad, entre otros.
    - Identificar la existencia o no de alianzas entre diferentes sectores para el fortalecimiento y diversificación de los sectores económicos.
    - Identificar la dependencia real que tienen las comunidades en contextos locales por las actividades del sector minero energético, ya sea por vinculación directa con la cadena de suministro del sector (proveedores, contratistas, centros de formación) o indirecta a través de impulso al sector de servicios.
  - Promover la generación de acuerdos y pactos entre diversos sectores productivos con presencia en el territorio para asegurar que la diversificación se hace bajo parámetros de las mejores prácticas para la protección y conservación del ambiente, así como de inclusión social y mejores condiciones para los pequeños productores<sup>27</sup>.
  - Establecer cuáles son las necesidades para el fortalecimiento de capacidades técnicas y productivas de las comunidades en los contextos de actividad minero-energética, que permitan generar las alianzas con centros de formación técnica y profesional en los territorios.
  - Definir acciones y mecanismos de monitoreo y evaluación para alcanzar la diversificación económica en contextos de actividad minero-energética, que aseguren la sostenibilidad de las acciones.
  - Definir indicadores para la priorización de sectores productivos para la diversificación económica del territorio; el fortalecimiento debe ser escalonado y con metas claras en el corto, mediano y largo plazo, con fecha de cierre al 2030.
  - Definir dentro de los Planes de Desarrollo departamental y municipal un pilar temático sobre

<sup>27</sup> El Centro Regional de Empresas y Emprendimientos Responsables – CREER y The Sustainable Trade Initiative (IDH) vienen trabajando desde 2020 en la iniciativa *landscapes* o paisajes sostenibles, que tiene como finalidad lograr acuerdos y pactos para la Producción, Protección e Inclusión (PPI). Estos pactos han sido definidos a partir de diálogos multiactor en tres departamentos de Colombia, y que pueden servir como referente metodológico para la diversificación económica en contextos minero-energéticos y para la transición justa.



la transición energética y justa, así como los ejes transversales, objetivos, estrategias y líneas de acción para la transición justa, de tal manera que las acciones e indicadores definidos (en las actividades previamente mencionadas en este hito) queden asegurados, no solo desde el punto de vista de los recursos financieros, sino también de las entidades locales a cargo de su cumplimiento y monitoreo.

**d. Integrar en el marco normativo y regulatorio de los proyectos minero-energéticos metas claras a 2030 para alcanzar la transición justa.**

- Integrar metas concretas dentro de los planes estratégicos de las entidades del sector minero energético, incluyendo indicadores

de gestión, que deben cumplir las empresas para la transición justa.

- Definir indicadores sociales para la transición justa con enfoque de derechos humanos, que incentive la inclusión de las comunidades en las acciones empresariales en los nuevos proyectos del sector extractivo implementados en el contexto de la transición energética como los de minerales y metales.
- Robustecer la normatividad de cierre minero y abandono de activos, para que las empresas relacionadas con la extracción de carbón, petróleo y gas tengan claridad sobre lo que se espera de ellas en relación con la transición justa, es decir sobre cómo pueden contribuir para que los territorios donde operan, las condiciones sociales y de acceso al trabajo no se vean deterioradas.

## 7. RIESGOS ASOCIADOS A LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN COLOMBIA

### 7.1. Insumos para el desarrollo de FNCER

Las FNCER constituyen un pilar principal en el marco de la transición energética y la descarbonización del sector energético, su despegue e incremento implica un desarrollo tecnológico y de infraestructura que demanda gran cantidad de minerales, generando nuevos riesgos para la conservación de la biodiversidad durante su extracción. Si bien en el país existen diferentes categorías de protección ecosistémica que constituyen una medida política para evitar el desarrollo de actividades de prospección y explotación minera, se evidencia un desarrollo de estas actividades en alrededor del 14% de las

áreas protegidas (Durán et al, 2013). Sudamérica es el territorio en que existe mayor área superpuesta entre zonas protegidas y actividad minera en un rango de hasta 10 km, lo anterior puede implicar un riesgo para la conservación de los ecosistemas protegidos.

De acuerdo con el Banco Mundial (2020) la explotación de minerales puede incrementar hasta en un 500% para satisfacer las demandas de fuentes de energía limpias. Se estima que se necesitarán más de 3,000 millones de toneladas de minerales y metales para el despliegue de las tecnologías renovables, especialmente la solar, eólica y el almacenamiento de energía en baterías (The World Bank, 2020), por lo que un futuro eléctrico bajo en emisiones de GEI



será intensivo en minería. Los riesgos pueden ser diferentes dependiendo del mineral; relevantes se encuentran el cobre, cromo y molibdeno, utilizados en más de ocho tecnologías de generación y almacenamiento de energía, por lo que tendrán una demanda constante dada su importancia en la cadena de valor de la energía. Por otro lado, el litio, grafito o cobalto son necesarios únicamente para ciertas tecnologías (CLIMATE SMART MINING FACILITY, THE WORLD BANK GROUP, 2020). Sin embargo, se evidencia una alta incertidumbre asociada a la demanda de estos minerales, aunque se fomenten avances tecnológicos que conlleven a sustitución de materiales, reciclaje, reúso o la desviación de materiales que provengan de otro sector.

Complementario a lo anterior se encuentra la necesidad de infraestructura que requiere el desarrollo de electricidad a partir de FNCER, como por ejemplo, las líneas de transmisión o las partes físicas de los nuevos vehículos eléctricos. En este caso la alta intensidad minera para el desarrollo de estas tecnologías también constituye un riesgo relacionado con escasez en el abastecimiento de los minerales, y por ende frenar la velocidad del despliegue de las renovables (CLIMATE SMART MINING FACILITY, THE WORLD BANK GROUP, 2020).

De igual manera, es importante tener en cuenta que en Colombia no se desarrolla la mayoría de la tecnología necesaria para la implementación de las FNCER, por lo que no tendrá control sobre un posible desabastecimiento de dichos equipos es posible que este escenario retrase la transición energética en el país, además de los costos de estas tecnologías.

## 7.2. Falta de coordinación entre los tiempos de desarrollo de las Smart grids y la incorporación de los DER y AMI

El despliegue de la Infraestructura de Medición Avanzada es fundamental y es el primer paso para que se lleve a cabo la incorporación de los recursos energéticos distribuidos dentro de los sistemas de energía eléctrica. Una vez se han instalado los AMI, es posible medir la energía eléctrica que consume el usuario al igual que la energía eléctrica que es inyectada al sistema, se cuenta con un sistema de información en la que se gestionan los datos; sin embargo, no será posible el despliegue de los beneficios asociados a esta tecnología si no existe un crecimiento a la misma velocidad de las Smart grids que habilite la incorporación de las nuevas tecnologías.

El primer paso que se debe llevar a cabo es establecer un marco regulatorio que defina los acuerdos de conexión no firmes para usuarios finales, que establezca los contratos de flexibilidad bilateral y que permita la creación de mercados locales. Seguido a esto los DSO (Operador del Sistema de Distribución) deben desarrollar nuevas soluciones para resolver los problemas de restricciones de red y administrar la inyección de energía variable, esto será posible si existe un mejor uso de las tecnologías de información y comunicaciones (TIC), una vez aparezcan de tecnologías digitales avanzadas como lo son sensores, medidores inteligentes, inteligencia artificial y robótica permiten nuevas formas eficientes de administrar la red, lo anterior permitirá una actualización en los sistemas de distribución y en los sistemas de transmisión que permitan la bidireccionalidad de la electricidad. Es



necesario que existan plataformas de intercambio de datos entre los operadores del sistema de distribución y los operadores del sistema de transmisión que les permita evitar errores de pronóstico de carga y generación. Debe haber una digitalización y se deben establecer los protocolos de comunicación para que se dé la transformación al sistema eléctrico.

### **7.3. Insuficiencia de incentivos tributarios para promover la transición energética**

Los fondos de promoción del sector constituyen la primera estrategia de financiamiento que conlleva a superar barreras económicas para el desarrollo de nuevos negocios. La Ley 2099 del 2021 fusionó los antiguos fondos en el actual FONENERGIA, quedando en funcionamiento dos: FONENERGÍA y FENOGE.

Actualmente el FENOGE tiene un presupuesto de COP \$25.176 MM en el 2021 (MME, 2021), de los cuales destina el 64% de sus recursos a proyectos de gestión eficiente de la energía y 36% a soluciones energéticas con FNCER (FENOGE 2019). Si bien el FENOGE se creó con la visión de ser un acelerador de la transición energética de Colombia (FENOGE, 2021) su efecto ha sido marginal sobre el mercado energético de transición. Ha desarrollado muy pocos proyectos principalmente dedicados a analizar la factibilidad o estrategias de generación de proyectos de energías renovables, y ha implementado proyectos de generación o eficiencia energética de microescala.

Estos proyectos se orientan a la generación de energía solar, iluminación y transformación de la cadena de valor, mediante la implementación de

soluciones o la promoción de emprendimientos locales. A pesar de que las temáticas están bien enfocadas, pareciera que se han hecho muchos esfuerzos en varios proyectos, en lugar de tener un enfoque programático con el potencial de involucrar en el futuro al sector privado para que las inversiones puedan incrementarse en el futuro.

Pese a que el FENOGE no ha logrado obtener resultados que sean agentes de cambio en el mercado. Cabe resaltar su participación en la subasta de energías renovables como financiador y estructurador del evento desarrollado en octubre de 2021, en donde logró cerrar contratos de largo plazo para proyectos por cerca de 800 MW en energía renovable.

El precio de los vehículos eléctricos es una barrera para la transición energética. Pese a que a través de la Ley 1964 de 2021 se establecieron incentivos para la promoción de los vehículos con cero emisiones, no son suficientes para que exista un cambio en el parque automotor de los usuarios. Los beneficios para los usuarios que adquieren un vehículo eléctrico incluyen: los impuestos vehiculares no pueden superar el 1% del valor comercial, descuento sobre la revisión técnico-mecánica y en el seguro del SOAT, descuento sobre el registro, el impuesto vehicular, entre otros. Sin embargo, el precio de los vehículos eléctricos es bastante superior al de los de combustión interna, complicando que un usuario opte por un vehículo más costoso. Si los vehículos eléctricos no alcanzan costos competitivos en comparación con vehículos de combustión interna, la "obligatoriedad" en las ventas a partir de 2035 puede tener un impacto negativo en la economía del país, y significar un perjuicio para las personas de menores ingresos.





Por otro lado, una de las principales maneras de promover las tecnologías de CCUS será a través de impuestos a las emisiones de carbono creados en la ley 1819 de 2016, y a través de los instrumentos de precios al carbono contenidos en la ley 1931 de 2018. Estos impuestos deberían recaer sobre el contenido de carbono de todos los combustibles fósiles. Incrementar el valor del impuesto al carbono puede llevar a que los sectores inviertan en tecnologías de CCUS con el fin de evitar los costos asociados a ser un gran emisor; además favorece la captura al interior del sector de la energía reduciendo estrategias relacionadas directamente con el sector AFOLU, muchas de ellas priorizadas en el PIGCCME, pues se ha evidenciado de manera general y simplista, como la estrategia más promovida.

Adicional a la incorporación de incentivos tributarios, debe promoverse estrategias para desincentivar la generación de electricidad a partir de fuentes contaminantes, vía impuestos, cargos y/o sobretasas que obliguen a las empresas a construir proyectos a partir de FNCER. Incluir el impuesto al carbono a los combustibles fósiles utilizados en la generación eléctrica podría fomentar que se disminuya en un alto porcentaje la operación de termoeléctricas, especialmente en aquellas que funcionan a partir de carbón.

#### **7.4. Inexistencia de un mercado nacional de hidrógeno**

Se debe generar en el país una demanda de hidrógeno a partir de las aplicaciones anteriormente expuestas. Debido a que este energético se encuentra en una fase inicial de desarrollo, aún no existe un fuerte despliegue de esta tecnología, son mínimos los usos que a los que se destina al hidrógeno actualmente en Colombia

por lo que aún no existe un interés en desarrollar un mercado que gire en torno a este energético, dado que los avances frente a los nuevos usos que brinda esta tecnología se han desarrollado en mayor medida en países extranjeros, es posible que inicialmente la producción de hidrógeno sea destinado a un mercado internacional. Hasta que no exista una fuerte demanda a nivel nacional frente al hidrógeno especialmente con fines de transporte, industriales y usos térmicos es muy poco probable que se le apunte a suplir el consumo interno antes de convertir este recurso energético en un producto de exportación.

#### **7.5. El no desarrollo o no viabilidad de la tecnología para la captura, almacenamiento y uso del carbono.**

La captura de carbono está sujeta a los avances tecnológicos y costos competitivos que giren en torno a esta tecnología, existe el riesgo de seguir dependiendo de los combustibles fósiles con la "excusa" o "esperanza" de que las tecnologías de CCUS serán la salvación. Además, debe de existir un mercado para el CO<sub>2</sub> capturado, si no se desarrolla un mercado en torno a este gas, es poco probable que el despliegue se lleve a cabo.

Todos los escenarios que se plantea el sector energético hoy tienen en consideración la CCUS como alternativa de descarbonización. Existe el riesgo de que estas tecnologías no lleguen a ser viables antes de 2050 y que dichas proyecciones, de por sí poco ambiciosas o contradictorias con la carbono-neutralidad, no se cumplan.

Existe aún mucha incertidumbre sobre los riesgos asociados a la misma





implementación de la tecnología en Colombia. Entre los impactos evaluados en la literatura a nivel mundial se encuentran impactos geológicos, fugas en el transporte, emisiones asociadas al transporte, acidificación del océano e impacto en biodiversidad de la captura off-shore (Cuellar-Franca & Azapagic, 2015.), siendo estos últimos mucho más inciertos.

## 7.6. Promoción de subsidios

El Fondo De Solidaridad Para Subsidios y Redistribución de Ingreso (FSSRI) fue creado a partir de la Ley 142 de 1994 y la Ley 286 de 1996, su propósito fue que los usuarios con mayores capacidades de pago pudieran subsidiar los servicios de energía a los usuarios de menores ingresos. Este subsidio aplica para la energía eléctrica y para el gas natural. En el modelo actual los usuarios de los estratos 1, 2 y 3 son beneficiarios de subsidios de energía eléctrica y los estratos 5 y 6 realizan contribuciones a una sobretasa, casi el 90% de los hogares reciben un subsidio en lo que corresponde a la energía eléctrica. Por otra parte, el subsidio para el gas domiciliario contempla únicamente a los usuarios de estratos 1 y 2 en donde nuevamente las contribuciones son realizadas por parte de los estratos 5 y 6, la gran mayoría de los hogares tienen acceso a este subsidio, a diferencia del subsidio eléctrico los beneficiarios son el 60% de los hogares.

Actualmente existe un problema asociado a la focalización de los recursos, los subsidios deberían ser destinados a los usuarios con menos ingresos; sin embargo, estos están llegando a casi el total de los hogares pese a que en el foco 4 de la Misión de Transformación Energética publicado en el 2020 aseguran que la pobreza monetaria existente no

supera el 30% y la pobreza multidimensional era inferior al 20% (Banco Interamericano de Desarrollo – BID, Banco Mundial – BM, 2020). Es claro que los subsidios no están llegando a los hogares que realmente lo necesitan, debe existir una refocalización de los subsidios, ya que existen muchos hogares que se están beneficiando y realmente no requieren de este beneficio. El principio de redistribución no alcanza a cumplir el dinero requerido para los subsidios de los estratos beneficiarios, esto ha resultado en que el fondo existente actualmente sea deficitario. Este déficit ocasiona que el Gobierno deba sacar más de dos billones de pesos anualmente del presupuesto nacional para proporcionar este subsidio a los hogares beneficiados.

Los subsidios van en contravía de la eficiencia energética, al existir unos precios más asequibles en estos estratos, se promueven las malas prácticas de energía debido a unos precios más económicos en la tarifa final. Se debe reevaluar el consumo de subsistencia, respecto a la energía eléctrica es de 130 kWh para los municipios ubicados por encima de los 1000 msnm y de 173 kWh para los municipios ubicados por encima de los 1000 msnm. La Misión demuestra que existe un punto de inflexión en el consumo a partir de los 500 msnm, se debe reevaluar a partir de qué altura debe existir el cambio en el consumo de subsistencia y si los valores son adecuados para proporcionar una calidad de vida digna a los acreedores de los subsidios, o si se debe modificar.

Está bien que existan subsidios energéticos para no perjudicar a las personas de menores ingresos, no obstante, deben ser re-focalizados. La promoción actual de subsidios cubre a casi todos los usuarios y va en contravía de la eficiencia energética y los cambios de comportamiento que se buscan alcanzar. Si se disminuye el consumo de



subsistencia y se destina a los hogares que realmente lo necesiten lo más probable es que el consumo de la energía disminuya en el sector residencial.

## **7.7. Riesgo de financiamiento**

Mediante la Ley 143 de 1994 se definió que el estado sería el ente encargado de asegurar el abastecimiento de la energía eléctrica en el territorio nacional y asegurar una operación eficiente, segura y confiable del servicio de energía. El Estado Colombiano se desliga del rol de generación y se vuelve un ente regulador y planeador de la generación eléctrica nacional. Hoy en día, los proyectos de generación de electricidad se adjudican mediante contratos o por iniciativa propia de particulares que deseen generar electricidad. El CONPES 4075 de Transición Energética estima que del 2022 al 2028 habrá inversiones en política para garantizar el cumplimiento de la transición energética por un valor de 306,378 millones de pesos, este valor corresponde a las inversiones que se tienen contempladas en hacerse desde el sector público, estas inversiones habilitarán las inversiones por parte del sector privado estimadas en 283 billones de pesos en el mismo periodo de tiempo (Departamento Nacional de Planeación et al., 2022).

Colombia depende en un 99.89% de la inversión privada para que se lleven a cabo los planes de transición energética al año 2028. Lo anterior representa un riesgo, ya que si no existe inversión privada ya sea nacional o internacional no será posible que la transición energética se lleve a cabo. El aumento en los precios de las FNCER causados por la guerra entre Ucrania y Rusia seguramente elevarán los precios que se tienen contemplados, adicionalmente, si Colombia llegará a dejar de ser un país

“atractivo” para la inversión extranjera, es posible que la transición energética se demore muchos más años en desarrollarse o incluso que no se logre alcanzar.

## **7.8. Falta de capacidad endógena de producción de tecnología, construcción, mantenimiento, investigación y desarrollo**

La generación de energía a partir de FNCER tiene un potencial de emprendimientos, innovación y desarrollo tecnológico que puede fomentar la economía local, en reemplazo de las modificaciones macro y microeconómicas que se proponen a lo largo del presente estudio. En este sentido, se requiere el surgimiento de iniciativas, la dotación de habilidades y el apoyo para que se desarrolle el sector, abriendo la posibilidad a la autosuficiencia en el suministro de energía.

Este desarrollo debe partir de la formación de los recursos humanos, las capacidades institucionales, y los mecanismos de promoción para que fomente emprendimientos. México, por ejemplo, desarrolló mecanismos financieros privados y públicos, pero su reducido marco legal y desarrollo institucional constituyó un cuello de botella para el aprovechamiento de las FNCER (EAN, sf).

De esta manera Colombia tiene la oportunidad de desarrollar de manera integral la generación de energía a partir de FNCER, pero de no fomentar una política integral, seguramente se enfrentará a grandes problemas como los altos precios de los insumos, materiales y



tecnologías, ausencia de recurso humano capacitado y calificado, y dependencia de la importación para avanzar en el desarrollo del sector.

### **7.9. Perder el respaldo de energía firme que le brindan las plantas termoeléctricas al sistema**

La energía firme es aquella energía en un sistema eléctrico que está garantizada durante todo el año sin importar condiciones adversas que puedan afectar al sistema tales como la variación climática (CEPAL, 2021). Los países Latinoamericanos, como Colombia se caracterizan por una matriz de energía renovable con bajas emisiones de GEI, pero se encuentran más expuestos frente a los fenómenos climáticos extremos que varían la precipitación, como lo es el fenómeno de "El Niño" o inclusive un fuerte verano, en donde se reduce la capacidad de almacenamiento de agua de los embalses, por ende, la generación de electricidad a partir de las hidroeléctricas.

La alta dependencia en la disponibilidad del agua para la generación de electricidad implica un alto riesgo para la seguridad energética de Colombia. Debido a lo anterior, se debe acudir a la generación de electricidad a partir de termoeléctricas para asegurar la confiabilidad del sistema de energía. La disponibilidad de los combustibles fósiles no depende de las condiciones climatológicas, por lo que la generación de electricidad es independiente de las condiciones meteorológicas que se presenten en ese instante de tiempo. El respaldo de energía firme que proporcionan las plantas termoeléctricas han evitado que el territorio nacional se vea enfrentado a racionamientos de electricidad asociados a periodos de

bajas precipitaciones ya que los únicos momentos en donde las termoeléctricas no generan electricidad es cuando existen indisponibilidades en la central o por alguna razón no pueden acceder al recurso energético (combustible fósil).

Al igual que con las centrales hidroeléctricas, la energía firme de las FNCER depende de las condiciones meteorológicas existentes. Las variaciones en el tiempo de un determinado sitio puede hacer que varíe la naturaleza del recurso primario (viento o irradiancia) y así mismo que disminuya la generación de electricidad a partir de estas tecnologías. La contribución a la energía firme de estas tecnologías no es muy alta y, ya que no existe regulación que permita la incorporación de sistemas de almacenamiento mediante baterías a las centrales de generación y tampoco se han desarrollado proyectos híbridos que vayan de la mano con el hidrógeno, es un riesgo perder el respaldo de energía firme que brindan las centrales termoeléctricas debido a la dependencia climática de las otras tecnologías, puesto que se puede comprometer la seguridad energética nacional.

### **7.10. Redes de transmisión insuficientes para transportar la energía generada a partir del potencial de generación de las FNCER**

Las redes de transmisión eléctrica son indispensables dentro de la cadena de valor de la energía eléctrica. El gran aumento en la capacidad instalada de energía eléctrica requiere de un aumento en las líneas de transmisión que le permita transportar toda la energía generada a lo largo del país. Sería un esfuerzo fallido apostar únicamente a la





generación sin contemplar la expansión de las redes de transmisión, la hoja de ruta de la energía eólica costa afuera plantea como un riesgo las limitaciones que existen hoy en día en las líneas de transmisión será necesario aumentar la infraestructura de la red de transmisión, este será el principal impedimento en caso de no ejecutarse, ya que evitará un fuerte despliegue de los nuevos proyectos que se encuentran proyectados, es necesario que aumenten las líneas de transmisión existentes especialmente aquellas que conectan a la región del Caribe con el interior del país para permitir que todo el país acceda a esta energía generada (The Renewables Consulting Group & ERM, 2022). No será posible promover la generación de electricidad a partir de FNCER en aquellas regiones con potencial de generación si la velocidad de despliegue del plan de expansión de transmisión no va al mismo ritmo del desarrollo de la generación.

### **7.11. Riesgos para la transición justa relacionados con la eliminación gradual de las actividades de extracción de carbón, petróleo y gas**

Aún en un escenario actual, donde se adquieren compromisos por parte de las empresas y el gobierno para enfrentar el cambio climático, pueden presentarse situaciones que pongan en riesgo estos esfuerzos o que incluso limiten el cumplimiento de las metas definidas. Es por esto, que se presentan una serie de riesgos para el Gobierno y las empresas del sector minero y de hidrocarburos, que pueden incidir de manera negativa con una transición energética y justa para todos.

#### **a. Riesgos para el Gobierno:**

- Imposibilidad por parte de las agencias del sector, incluidas las autoridades ambientales, para proveer información bajo criterios de accesibilidad, igualdad, oportunidad y claridad, que pueda ser utilizada por comunidades y autoridades locales para comprender las consecuencias del cambio climático en sus territorios.

Actualmente, una de las situaciones más comunes de conflicto entre Gobierno, empresas y comunidades, se relaciona con la falta de acceso a la información en condiciones de igualdad, lo cual no solo limita la posibilidad de comprender los impactos negativos o positivos de una actividad económica, sino que también limita que las comunidades ejercen su derecho a la participación significativa y para el desarrollo territorial.

Lo anterior constituye un riesgo para la transición justa, en la medida que se dificulta cumplir con los principios 3, 4, 6 y 7, los cuales tienen de trasfondo la necesidad de contar con información para asegurar que los territorios cuentan con las capacidades de resiliencia adecuada para enfrentar las transformaciones económicas y sociales de la transición energética.

- Debido a la falta de articulación interinstitucional e intersectorial, se presenta una atomización de los esfuerzos para la transición justa, que solo tienen efectos negativos en las comunidades y sus entornos, al no lograr fortalecer sus capacidades para afrontar los cambios que a nivel social y económico supone la transición energética.

Esta desarticulación de las entidades del Gobierno impacta de manera negativa los principios de la transición justa, especialmente en el principio uno, en el



sentido que se requiere de acciones coordinadas por parte de los gobiernos para alcanzar las metas de disminución de gases de efecto invernadero. Si cada entidad del gobierno trabaja desde su propia agenda, sin que antes exista una agenda y tareas comunes, será imposible asegurar la transición justa, aun cuando en términos ambientales y técnicos se avance en una transición energética.

- Limitaciones del marco regulatorio actual para abordar de manera integral los aspectos sociales de la transición energética. Actualmente el gobierno nacional ha dado pasos importantes para trabajar en una transición energética que esté pensada desde y para los territorios. Sin embargo, todavía existen vacíos normativos relacionados con la descarbonización, como es el caso del cierre minero y de hidrocarburos.

Estos vacíos normativos se refieren a la delimitación de funciones claras para que las entidades del gobierno nacional, que no sean las agencias ambientales y propias del sector, participen en la identificación de impactos del cierre o abandono de proyectos, así como tampoco frente a una definición del alcance en funciones que otras entidades y sectores económicos podrán cumplir durante este proceso de transición.

Ante estas limitaciones regulatorias, el principio cuatro de la transición justa se ve limitado, profundizando así las vulnerabilidades de los contextos mineros y de hidrocarburos ante una posibilidad de entrega de títulos por parte de las empresas o reducción en la escala de operación.

De igual manera, no se evidencia que dentro del marco normativo se especifiquen las acciones que deberán

realizar las empresas para abordar los aspectos sociales de la transición; la regulación está centrada en los aspectos técnicos y ambientales, dejando en el criterio de las empresas el cómo realizar un cierre, abandono o reducción de escala de proyecto minero o de hidrocarburos.

Adicionalmente, las autoridades ambientales no cuentan con información suficiente para determinar responsables sobre los pasivos y daños ambientales de los distintos sectores económicos, que le permita al Gobierno exigir a las empresas que respondan por los daños y consecuencias ambientales de sus actividades. Esto incide en el principio cinco de la transición justa, en la medida que los costos relacionados con el abandono o devolución de los proyectos mineros y de hidrocarburos, recaerá principalmente sobre el Gobierno.

- Aumento de la desconfianza entre los actores (Gobierno, empresas, sociedad civil) que limita las posibilidades de diálogo social para la planeación del sector, de los impactos y medidas de manejo frente al cambio climático, de los aspectos sociales de la transición, de las fortalezas y necesidades del territorio, entre otros temas que permitan cumplir, en conjunto, con los principios de la transición justa.

#### **b. Riesgos para el sector empresarial (minería e hidrocarburos)**

- Persistencia en empresas del sector por no implementar acciones para la descarbonización de sus actividades mientras estas siguen operando. Esta situación puede tener mayor probabilidad de ocurrencia en las empresas de pequeña y mediana minería de carbón, que no cuentan con





estándares robustos para afrontar la transición justa, que no han avanzado en integrar en sus sistemas de gestión la debida diligencia en derechos humanos, que no hacen parte de iniciativas internacionales que propendan por las buenas prácticas en materia ambiental y social, o que no hacen parte de operaciones de empresas multinacionales.

- Prevalencia de los intereses particulares sobre los intereses colectivos. Esta situación hace referencia a la desarticulación que existe entre empresas de un mismo sector por trabajar de manera colaborativa, especialmente en aquellas circunstancias donde colaborar implica compartir información.

Para abordar los riesgos que supone la no articulación entre los actores empresariales, será de gran relevancia el trabajo que se pueda impulsar desde las iniciativas multiactor, donde ya existe una posición de colaboración y diálogo entre pares, pero que bajo metodologías apropiadas, se puede extrapolar a diálogos con otros sectores económicos.

Debido a que muchos de los principios de la transición justa requieren de información y diálogo social, es necesario que las empresas identifiquen los beneficios de la colaboración para transitar hacia entornos social y económicamente climáticamente viables

## **7.12. Riesgos para la transición justa relacionados con la capacidad de generación de empleo por la implementación de nuevas actividades**

- Aumento de los niveles de informalidad laboral, que lleva no solo a profundizar las malas prácticas laborales, como el no pago de la seguridad social y discriminación por razón de género, origen, condición de vulnerabilidad, entre otras, sino que limitan las posibilidades de cumplir con los principios de la transición justa.

De acuerdo con datos oficiales del DANE (2022) Colombia tiene una tasa de informalidad del 48%, situación que se vuelve más crítica en ciudades capitales como Valledupar y Florencia y Montería que alcanzan tasas de 63,4%, 61,9% y 57,6% respectivamente. Al ser la informalidad un tema relevante en distintos entornos del país también supone un reto para el gobierno nacional avanzar en cerrar esta brecha de acceso al trabajo en condiciones dignas.

Con relación a la informalidad laboral en distintos sectores económicos, los que registran el mayor porcentaje son i) agricultura, pesca, ganadería, caza y silvicultura con 86,1%, ii) comercio, hoteles y restaurantes con un 72,4 %, iii) construcción con un 64,4 %, iv) transporte, almacenamiento y comunicaciones con un 59%, y v) explotación de minas y canteras con un 43,5%. (Anthesis Lavola, 2020)

Aun cuando en las actividades económicas de explotación de carbón,





petróleo y gas existe una alta tasa de formalidad en el empleo (directa e indirecta por su cadena de suministro), dichas actividades ocurren en municipios donde otros sectores económicos, como el agropecuario y de servicios (comercio, restaurantes, hospedaje, transporte, entre otros), no cuentan con altos niveles de formalidad para la vinculación laboral<sup>28</sup>.

En cuanto a la medición de informalidad por sexo, el DANE muestra una situación más complicada para las mujeres, quienes en el último trimestre de 2021 alcanzaron una proporción de 48%, frente a la de los hombres que fue de 45,8%. Esta ha sido una situación similar en los últimos 6 años, donde la mujer tiene niveles más altos de informalidad que los hombres.

- Ausencia de mano de obra calificada para vincularse en otros sectores económicos, lo que requiere la contratación de personas que no son de la región, dejando en mayor desventaja a la población local para acceder a fuentes de empleo. Esta situación tiene como posible consecuencia la aparición de escenarios

propicios para conflictos sociales entre las comunidades por las dificultades para acceder al empleo en condiciones dignas.

Las comunidades de los entornos de operación de la minería y de hidrocarburos han exigido de estas empresas la contratación de mano de obra calificada de personas de la región; razón por la cual se han desarrollado programas de formación, en articulación con el SENA y otras entidades educativas, para contar con personal capacitado de la región para trabajar en estas operaciones.

La mano de obra que quedará sin empleo deberá vincularse a otros sectores económicos donde requerirán conocimientos y habilidades específicas que no necesariamente serán las mismas requeridas para las labores del sector minero y de hidrocarburos. Esto supone una necesidad de identificar desde ya cuáles son los requerimientos profesionales que las nuevas actividades económicas necesitan encontrar en los entornos locales.

Un ejemplo de lo anterior se evidencia en el departamento de La Guajira, donde la formación técnica se ha desarrollado en los municipios de Fonseca y San Juan del Cesar para suplir los puestos de mano de obra calificada para el sector de la minería del carbón. Sin embargo, con la llegada de los parques eólicos al departamento se deberá identificar un plan de acción para vincular a quienes todavía siguen en procesos de formación para el sector minero y ya no encontrarán posibilidades de vinculación laboral, pero sobre todo para generar las capacidades y conocimientos requeridos por el sector de generación de energía eólica.

En aquellos entornos donde la pérdida de empleo del sector minero y de hidrocarburos no es compensada por la

<sup>28</sup> En el 2019 el sector minero generó 130.0000 empleos, de los cuales 30 mil corresponden a minería de gran escala y 100.000 son generados por la pequeña y mediana minería en Norte de Santander, Santander, Cundinamarca, Boyacá, Córdoba, Antioquia, Cauca y Valle del Cauca. Tomado de: Minería de Carbón en Colombia. Transformando el futuro de la industria. 2021. Ministerio de Minas y Energía. <https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/2431177/documento+carbon%284%29.pdf>

con relación al sector de hidrocarburos, la Asociación Colombiana de Petróleo - ACP, Entre 2011 y 2018, la industria ha vinculado en promedio 109.231 personas anualmente, de las cuales el 59% corresponden a mano de obra calificada y el 41% restante a mano de obra no calificada, la cual en su totalidad es residente de las zonas de operación. En general, del total de mano de obra, el 61% de los empleados corresponde a mano de obra calificada, mientras que el 39% restante a mano de obra no calificada. Tomado de: Informe de Gestión Social de la ACP 2017 - 2018. <https://acp.com.co/web2017/es/publicaciones-e-inform-es/informe-social>



llegada de un nuevo sector económico que pueda brindar altos niveles de contratación laboral, tendrán mayores posibilidades de aumentar la tasa de informalidad laboral y en consecuencia profundizar las malas prácticas laborales mencionadas en el punto anterior.

### 7.13. Otros riesgos identificados

- Existe el riesgo de que se incremente la electrificación a partir de fuentes no renovables. Esto sería un paso en contravía de la meta de carbono-neutralidad.
- Riesgos cambiarios, entre más se devalúa el peso más difícil adquirir las nuevas tecnologías.
- El cambio climático es un riesgo debido al aumento en la demanda de electricidad para usos de refrigeración (aires acondicionados). Se deben pensar en soluciones eficientes, como en distritos térmicos de bajas

emisiones, y otras alternativas para contrarrestar los efectos del cambio climático.

- Si el desarrollo del plan maestro ferroviario es a partir de combustibles fósiles permitirá reducir la demanda de energía del sector de carga; sin embargo, estará en contravía de la meta de carbono neutralidad. Es necesario garantizar que los futuros corredores ferroviarios operen 100% con energía eléctrica.
- La eficiencia energética es la principal herramienta para lograr ubicar al país en un escenario de baja demanda de energía. A más demanda, más emisiones.
- Las mezclas de biocombustibles con combustible fósil pueden llevar a un atrapamiento tecnológico en alternativas que siguen siendo dependientes de combustibles fósiles.

## 8. BIBLIOGRAFÍA

ACIPET, CPIP & Marco Nacional de Cualificaciones. (2020). Caracterización del Sector. Catálogo de cualificaciones de extracción de petróleo y gas. Bogotá, Colombia. Primera Edición.

ACP. (2016) Informe de Gestión Social. Bogotá, Colombia,

Alcaldía de Bogotá. (2017). *Eco-Conducción*. Red Empresarial de Seguridad Vial. <https://redempresarial.movilidadbogota.gov.co/sites/default/files/Cartilla%203%20Eco-conduccion.pdf>

Andor, M. A., & Fels, K. M. (2018). Behavioral Economics and Energy Conservation – A Systematic Review of

Non-price Interventions and Their Causal Effects. *ELSEVIER, Ecological Economics* (148), 178-210. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S092180091731039X>

Anthesis Lavola. (2020). Diagnósticos, propuestas de abordaje y recomendaciones para la inclusión de la transición justa de la fuerza laboral como parte de la estrategia 2050 de desarrollo bajo en emisiones y resiliente al clima de Colombia. Documento elaborado para el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, en el marco de la consultoría contratada por la Estrategia Colombiana de Desarrollo Sostenible Bajo en Carbono (ECDBC) y el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD).





Arango, V., Botero I., y Molina, J. (2021). COLABORACIÓN MULTIACTOR PARA LA PREVENCIÓN DE VIOLENCIA CONTRA PERSONAS DEFENSORAS DE DERECHOS HUMANOS EN COLOMBIA. En: [https://www.creer-ihrb.org/\\_files/ugd/134a42\\_bb08988704ed45e79e482a95c13b85ad.pdf](https://www.creer-ihrb.org/_files/ugd/134a42_bb08988704ed45e79e482a95c13b85ad.pdf)

Arias-Gaviria, J., Arango-Aramburo, S., Carvajal-Quintero, S. X., & Larsen, E. R. (2021). *EN-ACCESS: Simulador para el acceso a la energía en ZNI Comportamiento contraintuitivo en la electrificación sostenible de zonas no interconectadas de Colombia. Herramienta para el aprendizaje*. Universidad Nacional de Colombia, Aarhus University. <https://exchange.iseesystems.com/public/santiagoarango/znicolombia/index.html#page2>

Arias-Gaviria, J., Larsen, E., & Arango-Aramburo, S. (2018, August). Understanding the future of Seawater Air Conditioning in the Caribbean: A simulation approach. *Utilities Policy*, 53, 73-83. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2018.06.008>

Arias-Gaviria, J., Osorio, A. F., & Arango-Aramburo, S. (2020). Estimating the practical potential for deep ocean water extraction in the Caribbean. *Renewable Energy*, 150. [10.1016/j.renene.2019.12.083](https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.12.083)

Aristizábal Hernández, J. (2018). Niveles de adopción e impacto de una estufa mejorada de leña en comunidades rurales del departamento de Santander, Colombia. *Revista de Investigación Agraria y Ambiental*, 9(2).

Atteridge, A., & Strambo, C. (2020). Seven principles to realize a just transition to a low-carbon economy. Stockholm Environment Institute, Stockholm.

Banco Interamericano de Desarrollo – BID, Banco Mundial – BM. (2020, abril). *Misión de Transformación Energética y Modernización de la Industria Eléctrica: Hoja de Ruta para la Energía del Futuro*. Foco No. 4. Cierre de brechas, mejora de la calidad y diseño y formulación eficiente de subsidios.

Barrientos, J., & vasco, C. (2020). Producción de biocombustibles y empleo rural en Colombia 2009-2015. *Apuntes CENES*, 39(70), 233-260. <http://www.scielo.org.co/pdf/cenes/v39n70/0120-3053-cenes-39-70-233.pdf>

BID. (2016). Desafíos del transporte ferroviario de carga en Colombia. <https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Desaf%C3%ADos-de-l-transporte-ferroviario-de-carga-en-Colombia.pdf>

CEPAL. (2021). Definiciones del sector eléctrico para la incorporación de las energías renovables variables y la integración regional en América Latina y el Caribe. Repositorio CEPAL. [https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/47656/1/S2100738\\_es.pdf](https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/47656/1/S2100738_es.pdf)

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. (2018, January 5). COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS RESOLUCIÓN No. 167 DE 2017 ( 14 NOV. 2017 ). CREG Comisión de Regulación de Energía y Gas. Retrieved May 25, 2022, from <http://apollo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c0gd18d2d5ffb5b05256eee00709c02/01819ded6512c5010525820c0073dfad?OpenDocument>

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. (2021, octubre 7). RESOLUCIÓN No. 174 DE 2021.

Como Vamos. (2020). Preocupa crecimiento de parque automotor en Bogotá.





<https://bogotacomovamos.org/preocupa-crecimiento-de-parque-automotor/>

Congreso de Colombia. (2001, octubre 03). *Ley 697 de 2001 Nivel Nacional*.

<https://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=4449>

Corte Constitucional. (2016). C-035-16 Corte Constitucional de Colombia. Corte Constitucional. <https://www.corteconstitucional.gov.co/relatoria/2016/c-035-16.htm>

CREG. (2000, noviembre 20). *Resolución No. 081*. CREG Comisión de Regulación de Energía y Gas. <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c0gd18d2d5ffb5b05256eee00709c02/6e6c658fbdfcde4f0525785a007a5dc6?OpenDocument>

CREG. (2019). *Resultados de la subasta de reconfiguración de compra de energía*.

<https://www.creg.gov.co/comunicaciones/noticias/noticias-2019/resultados-de-la-subasta-de-reconfiguracion-de-compra-de-e-energia>

Cuellar-Franca, R. M., & Azapagic, A. (2015, marzo). Carbon capture, storage, and utilisation technologies: A critical analysis and comparison of their life cycle environmental impacts. *ELSEVIER*, 9, 82-102.

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2212982014000626#sec0070>

Dane. (2017, enero 27). Comunicado de prensa. DANE. [https://www.dane.gov.co/files/investigaciones/boletines/ech/ech/CP\\_empleo\\_dic\\_16.pdf](https://www.dane.gov.co/files/investigaciones/boletines/ech/ech/CP_empleo_dic_16.pdf)

DANE. (2019). *Censo Nacional 2018*. <https://www.dane.gov.co/files/censo2018/infografias/info-CNPC-2018total-nal-colombia.pdf>

DANE. (2019). *Indicadores cuentas ambientales*.

<https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/ambientales/cuenta-satelite-ambiental-csa# cuenta-ambiental-y-economica-de-flujos-de-energia-cae-fe>

DANE. (2021). Boletín Técnico de la Gran Encuesta Integrada de Hogares (GEIH) Octubre - diciembre de 2021. [https://www.dane.gov.co/files/investigaciones/boletines/ech/ech\\_informalidad/bolet\\_geih\\_informalidad\\_oct21\\_dic21.pdf](https://www.dane.gov.co/files/investigaciones/boletines/ech/ech_informalidad/bolet_geih_informalidad_oct21_dic21.pdf)

DANE. (2022). Medición de empleo informal y seguridad social en Colombia. [https://www.dane.gov.co/files/investigaciones/boletines/ech/ech\\_informalidad/bolet\\_geih\\_informalidad\\_oct21\\_dic21.pdf](https://www.dane.gov.co/files/investigaciones/boletines/ech/ech_informalidad/bolet_geih_informalidad_oct21_dic21.pdf)

DANE. (2022). *Principales agregados macroeconómicos*. Producto Interno Bruto - PIB. <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/cuentas-nacionales/cuentas-nacionales-anuales#principales-agregados>

De Kleine, R., Wallington, T. J., Anderson, J. E., & Kim, H. C. (2017). Commentary on "carbon balance effects of US biofuel production and use," by DeCicco et al. (2016). *Climatic Change*, 144, 111-119. <https://doi.org/10.1007/s10584-017-2032-y>

DeCicco, J. M. (2017). Author's response to commentary on "Carbon balance effects of U.S. biofuel production and use. *Climatic Change*, 144, 123-129. <https://doi.org/10.1007/s10584-017-2026-9>

DeCicco, J. M., Liu, D. Y., Heo, J., Krishnan, R., Kurthen, A., & Wang, L. (2016). Carbon balance effects of U.S. biofuel production and use. *Climatic Change*, 138, 667-680.





<https://doi.org/10.1007/s10584-016-1764-4>

Delgado, R., Wild, T. B., Arguello, R., Clarke, L., & Romero, G. (2020). Options for Colombia's mid-century deep decarbonization strategy. *Energy Strategy Reviews*, 32(100525).

Deloitte. (2020). The 2030 decarbonization challenge. The path to the future of energy. En: <https://www2.deloitte.com/gt/es/pages/energy-and-resources/articles/el-reto-de-la-descarbonizacion-2030.html>

Departamento Nacional de Planeación, Ministerio de Vivienda, Ciudad y Territorio, Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural, Ministerio de Minas y Energía, Instituto Geográfico Agustín Codazzi, & Unidad Nacional de Gestión del Riesgo de Desastres. (2016, octubre 24). *CONPES 3870*.

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. (2022, marzo 29). *CONPES 4075*. Asociación Colombiana de Minería. <https://acmineria.com.co/acm/wp-content/uploads/2022/04/CONPES-4075-de-2022.pdf>

DNP. (2020). Plan Maestro Ferroviario. <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Presna/Plan-Maestro-Ferroviario.pdf>

EIA. (2022). *What is the difference between electricity generation capacity and electricity generation?* <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=101&t=3>

El Congreso de Colombia. (1994, julio 12). *Ley 143 de 1994*. CREG Comisión de Regulación de Energía y Gas. <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Leyes-1994-Ley143-1994>

El Congreso de Colombia. (1996, julio 3). *Ley 286 de 1996 - Gestor Normativo*. Función Pública. <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=354>

El Congreso de Colombia. (2011, junio 28). *Ley 1454 de 2011*. <https://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=43210>

EL CONGRESO DE COLOMBIA. (2014, mayo 13). *Por Medio De La Cual Se Regula La Integración De Las Energías Renovables No Convencionales Al Sistema Energético Nacional*.

El Congreso de Colombia. (2016, octubre 21). *LEY 1811 DE 2016*. SUIN-Juriscal. Retrieved May 25, 2022, from <https://www.suin-juriscal.gov.co/viewDocument.asp?id=30027024>

El Congreso de Colombia. (2021, julio 10). *Ley 2099 de 2021*.

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA. (2018, julio 12). *Decreto 1207 de 2018 - Gestor Normativo*. <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=87439>

Energía Consultores. (2020, noviembre 11). *EVALUACIÓN DE LOS MODELOS DE CÁLCULO DE ENERGÍA FIRME PARA EL CARGO POR CONFIABILIDAD DE PLANTAS HIDRÁULICAS, EÓLICAS Y SOLARES*.

EPA. (2022). *Renewable Energy Certificates (RECs)*. <https://www.epa.gov/green-power-markets/renewable-energy-certificates-recs#:~:>





text=RECs%20and%20Offsets%3F-,What%20is%20a%20REC%3F,attributes%20of%20renewable%20electricity%20generation.

España, J. M., & Gutierrez, A. P. (2019). *Arrenera regulatoria para el sector eléctrico colombiano. Una respuesta del regulador de cara a la transición energética.*

European Environment Agency. (n.d.). *Passenger and freight transport demand in Europe – European Environment Agency.* European Environment Agency. Retrieved May 24, 2022, from <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/passenger-and-freight-transport-demand/assessment-1>

Fedebiocombustibles. (2022). *¿Qué efecto tienen los biocombustibles en el motor de un automóvil?* <https://fedebiocombustibles.com/2022/01/04/que-efecto-tienen-los-biocombustibles-en-el-motor-de-un-automovil/>

Fedebiocombustibles. (2022). *Mezcla de biocombustibles llegará a 20%.* [https://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:gqCuV1GH\\_o8J:https://www.fedebiocombustibles.com/nota-web-id-1731.htm+&cd=13&hl=es-419&ct=clnk&gl=co](https://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:gqCuV1GH_o8J:https://www.fedebiocombustibles.com/nota-web-id-1731.htm+&cd=13&hl=es-419&ct=clnk&gl=co)

Fendipetróleo Nacional. (2021, diciembre 21). *Preocupación por el aumento en las mezclas de Biocombustibles en el Diesel y la Gasolina.* Comunicado de Prensa.

Foro Nacional Ambiental. 2011. *Las licencias ambientales y su progreso de reglamentación en Colombia.* Bogotá, Colombia.

Gobierno de Colombia. (2019). *Estrategia nacional de economía circular: Cierre de ciclos de materiales, innovación tecnológica, colaboración y nuevos*

modelos de negocio / Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible; Ministerio de Comercio Industria y Turismo.

[http://www.andi.com.co/Uploads/Estrategia%20Nacional%20de%20EconA%CC%83%C2%B3mia%20Circular-2019%20Final.pdf\\_637176135049017259.pdf](http://www.andi.com.co/Uploads/Estrategia%20Nacional%20de%20EconA%CC%83%C2%B3mia%20Circular-2019%20Final.pdf_637176135049017259.pdf)

Gobierno de Colombia. (2021). *Estrategia climática de largo plazo de Colombia E2050 para cumplir con el Acuerdo de París.* MinAmbiente, DNP, Cancillería, AFD, Expertise France, WRI.

Gobierno de Colombia. (2021). *Evaluación de las vías de neutralidad de carbono para Colombia a través de la metodología de toma de decisiones robustas (RDM) en varios escenarios futuros inciertos utilizando el modelo GCAM.* Consultoría elaborada por: Universidad de los Andes. E2050.

Gobierno de Colombia. (2021a). *Estrategia climática de largo plazo de Colombia E2050 para cumplir con el Acuerdo de París.* MinAmbiente, DNP, Cancillería, AFD, Expertise France, WRI.

Gobierno de Colombia. (2022). *Taxonomía Verde.*

González Dumar, A. M. (2022). *Estimación de la flexibilidad operacional del sistema eléctrico colombiano bajo escenarios de energía renovable.* Tesis de Maestría. Facultad de Minas. Universidad Nacional de Colombia sede Medellín.

González Rivera, G., Ossa Gómez, G., Sánchez Reyes, L., & Silva Caballero, R. (2014, septiembre 27). *MEDIDAS DE MITIGACIÓN DE IMPACTOS EN AVES SILVESTRES Y MURCIÉLAGOS.* ResearchGate.

Henao, F., & Dyner, I. (2020). *Renewables in the optimal expansion of Colombian power considering the*





Hidroituango crisis. *Renewable Energy*, 158, 612-627. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.05.055>.

Hernández, M. (2011). *LA BIOENERGÍA EN AMÉRICA LATINA. UNA ESTRATEGIA PARA LA ENSEÑANZA DE LA GEOGRAFÍA EN EL BACHILLERATO*.

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

IEA. (2017). Biofuels for the marine shipping sector an overview and analysis of sector infrastructure, fuel technologies and regulations. <https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2018/02/Marine-biofuel-report-final-Oct-2017.pdf>

IEA. (2017a). Technology Roadmap Delivering Sustainable Bioenergy. [https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2017/11/Technology\\_Roadmap\\_Delivering\\_Sustainable\\_Bioenergy.pdf](https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2017/11/Technology_Roadmap_Delivering_Sustainable_Bioenergy.pdf)

IEA. (2019, Septiembre). Putting CO<sub>2</sub> to Use. Creating value from emissions.

IEA. (2020). CCUS in Clean Energy Transitions, IEA, Paris. <https://www.iea.org/reports/ccus-in-clean-energy-transitions>

IEA. (2020a). Clean Energy Innovation. <https://www.iea.org/reports/clean-energy-innovation>

IEA. (2021, Mayo). Net Zero by 2050 A Roadmap for the Global Energy Sector. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector\\_CORR.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf)

IEA. (2021a). Energy Efficiency Indicators: Overview. Energy Efficiency Indicators: Overview. [iea.org/reports/energy-efficiency-indicators-overview/highlights](https://www.iea.org/reports/energy-efficiency-indicators-overview/highlights)

IEA. (2022). Carbon capture, utilisation, and storage. <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/carbon-capture-utilisation-and-storage>

IESR. (2021). Critical review on the biofuel development policy in Indonesia. <https://iesr.or.id/wp-content/uploads/2021/05/IESR-Biofuel-FInal-Digital-Version.pdf>

IHRB (2020). Just transitions for all. Business, Human Rights, and Climate Action. <https://www.ihrb.org/focus-areas/just-transitions/report-just-transitions-for-all>

IICA. (2021). *Biocombustibles líquidos: Institucionalidad y formulación de políticas públicas*. <https://repositorio.iica.int/bitstream/handle/11324/18566/BVE21088316e.pdf?sequence=1&isAllowed=y>  
<https://repositorio.iica.int/bitstream/handle/11324/18566/BVE21088316e.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

IPCC. (2018). *Annex I: Glossary*. <https://www.ipcc.ch/sr15/chapter/glossary/>

IPCC. (2022). Sixth Assessment Report. <https://www.ipcc.ch/assessment-report/ar6/>





IRENA. (2019). FUTURE ROLE OF DISTRIBUTION SYSTEM OPERATORS IN INNOVATION LANDSCAPE BRIEF.

LA REPÚBLICA COLOMBIA. (2021, diciembre 20). Decreto 1076 de 2015 Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible - Gestor Normativo. Función Pública. <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=78153>

LEDS LAC. (2021). De la práctica a la política: análisis de las barreras a la inversión en biogás en Colombia y las medidas para abordarlas, a partir de la experiencia de los desarrolladores y otros actores relevantes. <https://ledslac.org/wp-content/uploads/2021/08/Informe-final-biogas-Colombia-v.06082021-final.pdf>

LEY 2169 DE 2021. (2021, diciembre 22). LEY 2169 DE 2021. Asociación Colombiana de Minería. <https://acmineria.com.co/acm/wp-content/uploads/2022/01/Ley-N0002169-de-2021-1.pdf>

Longden, T., Beck, F., Jotzo, F., Andrews, R., & Prasad, M. (2022). 'Clean' hydrogen? – Comparing the emissions and costs of fossil fuel versus renewable electricity-based hydrogen. *Applied Energy*, 306. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.118145>

Longden, T., Beck, F., Jotzo, F., Andrews, R., & Prasad, M. (2022). 'Clean' hydrogen? – Comparing the emissions and costs of fossil fuel versus renewable electricity-based hydrogen. *Applied Energy*, 306. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.118145>

López, E.; Montes, E.; Garavito, A.; Collazos, M. M. "La economía petrolera en

Colombia", Borradores de Economía, núm. 692, Banco de la República, 2012.

MinAmbiente. (2020). Actualización de la Contribución Determinada a Nivel Nacional de Colombia (NDC). <https://www4.unfccc.int/sites/ndcstaging/PublishedDocuments/Colombia%20First/NDC%20actualizada%20de%20Colombia.pdf>

Min Energía. 2019. Guía para la incorporación de la dimensión minero-energética en los POD. UPME, Ecosimple. Bogotá, Colombia. .

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (2017, julio 26). Resolución No. 1519.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. (2015, septiembre 18). ANEXO GENERAL REGLAMENTO TÉCNICO DE ETIQUETADO. RETIQ. Ministerio de Minas y Energía. <https://www.minenergia.gov.co/documentos/10192/24283015/Compilado+Anexo+General+RETIQ+U%CC%81ltima+Versio%CC%81n+-+Abril+2021.pdf>

MinMinas. (2021). Transición energética: un legado para el presente y el futuro de Colombia. <https://www.minenergia.gov.co/libro-transicion-energetica>

MinMinas. (2021a). *Plan Integral de Gestión del Cambio Climático del sector minero energético*.

MinMinas. (2021b). *Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia*. [https://www.minenergia.gov.co/documentos/10192/24309272/Hoja+Ruta+Hidrogeno+Colombia\\_2810.pdf#:~:text=La%20Hoja%20de%20Ruta%20del,Acuerdo%20de%20Par%C3%ADs%20del%202015.](https://www.minenergia.gov.co/documentos/10192/24309272/Hoja+Ruta+Hidrogeno+Colombia_2810.pdf#:~:text=La%20Hoja%20de%20Ruta%20del,Acuerdo%20de%20Par%C3%ADs%20del%202015.)

Montoya, L. (2020). Análisis del modelo de negocio "Pay-as-you-go" para





energización rural en zonas no interconectadas de Colombia. <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/78792>

Noussan, M., Raimondi, P. P., Scita, R., & Hafner, M. (2021). The Role of Green and Blue Hydrogen in the Energy Transition—A Technological and Geopolitical Perspective. *Sustainability*, 13. <https://doi.org/10.3390/su13010298>

OCDE. (2015). Estudios económicos de la OCDE COLOMBIA. [https://www.oecd.org/economy/surveys/Overview\\_Colombia\\_ESP.pdf](https://www.oecd.org/economy/surveys/Overview_Colombia_ESP.pdf)

Osorio, A. F., Ortega, S., & Santiago, A.-A. (2016). Assessment of the marine power potential in Colombia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 53. [10.1016/j.rser.2015.09.057](https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.09.057)

Pelgrims, M., Das, A., Correa, J., Morales, R., Morillo, J. L., Espinosa, M., Herrera, J. C., Méndez, J. F., & Cadena, Á. (2020). Propuesta de Actualización y consolidación de escenarios de emisiones de GEI por sector y evaluación de costos de abatimiento asociados en Colombia. Vito NV, Universidad de los Andes.

Procuraduría General de la Nación. 2020. Cuaderno de trabajo No. 1: Las determinantes ambientales del ordenamiento territorial. Bogotá, Colombia.

Red Ciudades Cómo Vamos. (2019). Encuesta de Percepción Ciudadana.

Rey, K., Leguizamón, G., González, E., & Becerra, M. (2021). Análisis de brechas del sector de biocombustibles en Colombia. *Inventum*, 16(30), 61-90. [10.26620/uniminuto.inventum.16.30.2021.61-90](https://doi.org/10.26620/uniminuto.inventum.16.30.2021.61-90)

RFF. (2021). Electrification. Resources for the future.

<https://www.rff.org/publications/explainers/electrification-101/>

Rincón Martínez, J. M., Durán Hernández, D. M., Quintero Montoya, O., Duarte González, C. S., Guevara Patiño, P. O., & Velásquez Lozano, M. E. (2018). Disponibilidad de Biomasa Residual y su Potencial para la Producción de Biogás en Colombia. *Revista CIDET*, noviembre.

Rincón, M. L., Rincón, E., & Manrique Vega, C. M. (2021). Alternative Fuels in National Air Transport. <https://repositorio.crai-fac.com//handle/20.500.12963/311>

Roelofsen, O., Somers, K., Speelman, E., & Witteveen, M. (2020). Plugging in: What electrification can do for industry. *Energy Insights Practice*, May (McKinsey & Company).

Santamouris, M. (2016, September). Cooling the buildings – past, present, and future. *Energy and Buildings*, 128, 617-638. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2016.07.034>

Secretaría de Movilidad. (2022, June 10). *Registro Restricción Vehicular*. Secretaría Distrital de Movilidad. [https://www.movilidadbogota.gov.co/web/registro\\_restriccion\\_vehicular](https://www.movilidadbogota.gov.co/web/registro_restriccion_vehicular)

Segura Sáenz, H. (2019). Incentivos a actividades económicas consolidadas en Colombia: El caso de los biocombustibles como el Etanol y el Biodiésel. *Derecho de la Universidad Católica de Colombia*. <https://core.ac.uk/download/pdf/232127613.pdf>

SERVICE, R. F. (2019, September 19). Can the world make the chemicals it needs without oil? *Science*. <https://www.science.org/content/article/can-world-make-chemicals-it-needs-without-oil>





SGS. (n.d.). Norma ISO 50001: Certificación de sistemas de gestión de energía. SGS Colombia. <https://www.sgs.co/es-es/sustainability/environment/energy-services/energy-audits-and-management/iso-50001-certification-energy-management-systems>

SIEL. (2022). Estadísticas y Variables de Generación. Sistema de Información Eléctrico Colombiano. <http://www.siel.gov.co/Inicio/Generaci%C3%B3n/tabid/56/Default.aspx>

Siemens. (n.d.). MEPS Guide. Minimum Energy Performance Standard. Retrieved June 14, 2022, from <https://meps.siemens.com/en/>

Tae-Yoon, K. (2022, May 18). Critical minerals threaten a decades-long trend of cost declines for clean energy technologies – Analysis. IEA. Retrieved June 14, 2022, from <https://www.iea.org/commentaries/critical-minerals-threaten-a-decades-long-trend-of-cost-declines-for-clean-energy-technologies>

The Climate Group. (2021). Camino Hacia Carbono Neutral: Marco del Proyecto. <https://www.theclimategroup.org/es/camino-hacia-carbono-neutral-marco-del-proyecto>

The Renewables Consulting Group & ERM. (2022). Hoja de ruta para el despliegue de la energía eólica costa afuera en Colombia.

The World Bank Group. (2017, junio). The Growing Role of Minerals and Metals for a Low Carbon Future. World Bank Document. <https://documents1.worldbank.org/curated/en/207371500386458722/pdf/117581-WP-P159838-PUBLIC-ClimateSmartMiningJuly.pdf>

Transforma, (2021). Informe de Política: La transición energética en Colombia: análisis y recomendaciones para la eliminación gradual de la generación a partir del carbón. Bogotá, Colombia.

Ullman, A. N., & Kittner, N. (2022). Environmental impacts associated with hydrogen production in La Guajira, Colombia. *Environmental Research Communications*, 4. <https://doi.org/10.1088/2515-7620/ac68c8>

UNFCCC. (n.d.). *Decision -/CMA.3 Glasgow Climate Pact*. UNFCCC. [https://unfccc.int/sites/default/files/resource/cma3\\_auv\\_2\\_cover%20decision.pdf](https://unfccc.int/sites/default/files/resource/cma3_auv_2_cover%20decision.pdf)

Universidad de los Andes. (2021). *Evaluación de las vías de neutralidad de carbono para Colombia a través de la metodología de toma de decisiones robustas (RDM) en varios escenarios futuros inciertos utilizando el modelo GCAM*. Consultoría elaborada por: Universidad de los Andes. E2050.

UPB. (2022). Transformación del consumidor de energía. <https://www.upb.edu.co/es/central-blogs/comportamiento-consumidor-transformacion-energetica>

UPME & Consorcio Estrategia Rural Sostenible. (2019). Realizar un 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. Unidad de Planeación Minero-Energética.

UPME & UNAL. (2018). ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL DE CONVERSIÓN A BIOGÁS DE LA BIOMASA EN COLOMBIA Y SU APROVECHAMIENTO.





<https://bdigital.upme.gov.co/jspui/bitstream/001/1317/1/Informe%20final.pdf>

UPME (2013) Cadena del Petróleo. Bogotá D.C., Colombia. ISBN No. 978-958-8363-25-

UPME (2014) Memorias del Congreso de la República. Ministerio de Minas y Energía.

UPME (2015) Boletín estadístico de Minas y Energía 2010-2015.

UPME, World Resources Institute, Ross Center, & Mintransporte. (2017, mayo). *ESTABLECIMIENTO DE UNA NORMA Y ETIQUETA DE EFICIENCIA ENERGÉTICA VEHICULAR EN COLOMBIA mayo de 2017*. [https://www.upme.gov.co/Memorias\\_Seminarios\\_sp/almuerzo\\_vices/almuerzo\\_articulacion\\_etiquetado\\_vehicular.html](https://www.upme.gov.co/Memorias_Seminarios_sp/almuerzo_vices/almuerzo_articulacion_etiquetado_vehicular.html)

UPME. (2016, marzo). *PLANES DE ENERGIZACIÓN RURAL SOSTENIBLE -PERS herramienta de información para el desarrollo rural*. UPME. [https://www1.upme.gov.co/Hemeroteca/Memorias/Memorias\\_dia\\_UPME\\_2016/Herramienta\\_informacion\\_Pers.pdf](https://www1.upme.gov.co/Hemeroteca/Memorias/Memorias_dia_UPME_2016/Herramienta_informacion_Pers.pdf)

UPME. (2019). Glosario. <https://www1.upme.gov.co/ServicioCiudadano/Paginas/Glosario.aspx#k=#s=31>

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

UPME. (2019, diciembre 30). Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica PIEC 2019-2023. UPME. [http://www.upme.gov.co/Siel/Siel/Portals/0/Piec/Informacion\\_Base\\_PIEC\\_Dic302019.pdf](http://www.upme.gov.co/Siel/Siel/Portals/0/Piec/Informacion_Base_PIEC_Dic302019.pdf)

UPME. (2019a). *Primer balance de Energía Útil para Colombia y Cuantificación de las Perdidas energéticas relacionadas y la brecha de eficiencia energética Resumen*

*Ejecutivo BEU Sector Transporte*. [https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Balance\\_energia\\_util/BEU-Transporte.pdf](https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Balance_energia_util/BEU-Transporte.pdf)

UPME. (2019a). Primer balance de Energía Útil para Colombia y Cuantificación de las Perdidas energéticas relacionadas y la brecha de eficiencia energética Resumen Ejecutivo BEU Sector Transporte. [https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Balance\\_energia\\_util/BEU-Transporte.pdf](https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Balance_energia_util/BEU-Transporte.pdf)

UPME. (2021). PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN - TRANSMISIÓN 2020 - 2034. [http://www.upme.gov.co/Docs/Plan\\_Expansion/2021/Volumen2\\_Generacion.pdf](http://www.upme.gov.co/Docs/Plan_Expansion/2021/Volumen2_Generacion.pdf)

UPME. (2021a). *PLAN ENERGETICO NACIONAL COLOMBIA 2020-2050*. [https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN\\_2020\\_2050/Plan\\_Energetico\\_Nacional\\_2020\\_2050.pdf](https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PEN_2020_2050/Plan_Energetico_Nacional_2020_2050.pdf)

UPME. (2021b). *Plan de Acción Indicativo del Programa de Uso Racional de Energía PAI-PROURE 2021-2030*. [https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PROURE/Documento\\_Consulta\\_PAI\\_PROURE\\_IJ.pdf](https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/PROURE/Documento_Consulta_PAI_PROURE_IJ.pdf)

WWF India. (2020). Low carbon cooling solutions for buildings in India. [https://wwfin.awsassets.panda.org/downloads/wwf\\_india\\_report\\_on\\_low\\_carbon\\_cooling\\_solutions\\_for\\_buildings\\_in\\_india\\_final\\_web\\_ver.pdf](https://wwfin.awsassets.panda.org/downloads/wwf_india_report_on_low_carbon_cooling_solutions_for_buildings_in_india_final_web_ver.pdf)

WWF. (2021). JUST ENERGY TRANSFORMATION - A DISCUSSION PAPER. [https://wwfint.awsassets.panda.org/downloads/wwf\\_discussion\\_paper\\_just\\_energy\\_transformation.pdf](https://wwfint.awsassets.panda.org/downloads/wwf_discussion_paper_just_energy_transformation.pdf)





Escenario Ruta A Cero Neto 2050: Recomendaciones para la carbono-neutralidad del sector energético al año 2050

Xie, H., Zheng, S., & Ni, M. (2017, mayo 31). Microgrid Development in China. IEEE Electrification Magazine, 8.

## **Anexo 2. Avances del país en la alineación de la agenda de la transición justa con la de derechos humanos**

Para alcanzar una transición justa es necesario que el gobierno nacional articule a las distintas entidades del gobierno para asegurar que personas y comunidades, especialmente las más vulnerables, no sufran de manera desproporcionada los impactos que supone la transición energética en el país. Es por esto por lo que la agenda de empresas y derechos humanos, así como la de los Objetivos de Desarrollo Sostenible, son un paso más que puede ser articulado para avanzar en los compromisos de descarbonización.

A continuación se presentan algunas de las políticas, documentos y esfuerzos que el sector minero energético (entidades a cargo de la planeación, control y vigilancia) está realizando para asegurar que los derechos humanos son un enfoque transversal en todas sus actividades.

### **1. Generales para el sector minero energético en Colombia**

#### *Desde la normatividad nacional*

- La existencia de un marco jurídico y político para el proceso de cierre minero en el país servirá como punto de partida para que las agencias del sector minero lo actualicen y se puedan integrar obligaciones para las empresas (en términos de metas e indicadores) necesarias para la transición justa durante esta fase final de operación de un activo.
- La existencia de obligaciones para las compañías durante los procesos de cierre minero, que aun cuando son principalmente para el manejo ambiental de los proyectos, pueden ser el punto de partida para integrar metas e indicadores de cumplimiento necesarios para la transición justa en territorios con alta dependencia del sector.

#### *Desde la influencia de los inversionistas del sector minero y de hidrocarburos*

- Los inversionistas en el sector minero están generando presión sobre las empresas, incluidas las de carbón, para avanzar en la reducción de emisiones (Deloitte, 2020).
- Los inversionistas y los mercados están tomando una posición más proactiva que los mismos gobiernos; esto se evidencia en el creciente número de empresas que están señalando sus ambiciones de descarbonización (Deloitte, 2020). Lo anterior incide en la rapidez con la que su cadena de valor, e incluso las agencias del gobierno, responden ante las necesidades de la transición energética. Esta situación ayuda a que se cumpla con el primer principio de la transición justa.
- Debido a la presión de inversionistas y del mercado, las grandes compañías mineras están diseñando sus estrategias de descarbonización basadas en el denominador común más estricto y luego aplican esas tácticas globalmente en todas sus organizaciones (Deloitte, 2020).
- La rápida disminución del costo de las energías renovables ha facilitado la respuesta de las empresas del sector para actuar rápidamente sobre las metas para la transición energética (Deloitte, 2020).



- Los inversionistas quieren comprender las estrategias a largo plazo de las empresas de petróleo y gas para reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> y aportar a los compromisos por el cambio climático (Deloitte, 2020).

## **2. Relacionadas con los avances en materia de empresas y derechos humanos**

Aunque estos documentos son más enunciativos, y no cuentan con metas claras que puedan ser medibles, si son un referente de las aspiraciones que tiene el gobierno nacional para implementar las recomendaciones realizadas por Naciones Unidas, y más recientemente por la OCDE, con relación a la protección y respeto de los derechos humanos, incluidos los relacionados con el cambio climático, y que pueden servir de punto de partida para definir los instrumentos normativos del sector donde se deben incluir las metas en materia de transición justa.

- En diciembre de 2015 Colombia presenta el primer [Plan Nacional de Acción en Derechos Humanos<sup>29</sup>](#) (vigencia 2015- 2018), que sentó las bases para que entidades del sector, como el Ministerio de Minas y Energía (desde la Oficina de Asuntos Ambientales y Sociales) y la UPME, fortalecieron internamente su trabajo en materia de protección y aseguramiento de respeto de los derechos humanos.
- En el 2020 se lanza la segunda versión del Plan Nacional de Acción en Derechos Humanos (vigencia 2020-2022), que aun cuando no priorizó nuevamente al sector minero energético, si continúa marcando la línea de trabajo del gobierno nacional para cumplir con los compromisos en materia de empresas y derechos humanos.
- El Ministerio de Minas y Energía, a través del Viceministerio de Minas, la Oficina de Asuntos Ambientales y Sociales (OAAS) y la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), lanzó en 2018 la [Política Sectorial de Derechos Humanos del sector minero energético](#), que se enmarca en las recomendaciones del marco de los Principios Rectores de Naciones Unidas en Empresas y Derechos Humanos. Esta Política fue aprobada mediante el Decreto 40796.
- Desde el 2021 el equipo de Derechos Humanos de la Oficina de Asuntos Ambientales y Sociales (OAAS) del Ministerio de Minas y Energía está trabajando en la actualización de la Política Sectorial, la cual se está construyendo a manera de hoja de ruta para que el sector tenga mayor claridad sobre las expectativas que el Gobierno colombiano tiene frente a la garantía de derechos en contextos de operación empresarial.
- El Ministerio de Minas y Energía cuenta con unos lineamientos para la equidad de género del sector; en el proceso de actualización de la Política Sectorial de derechos humanos se busca transversalizar este enfoque para avanzar en el cierre de brechas.
- Consolidación de la Mesa Interinstitucional para la actualización de la Política en DDHH del sector minero energético, que cuenta con la participación de organizaciones de la sociedad civil, la academia, la cooperación internacional y las agencias del Gobierno a cargo de la planeación y gestión del sector (Ministerio de Minas y Energía, Unidad de Planeación Minero Energética, Agencia Nacional de

---

<sup>29</sup> Instrumento de política pública, a 3 años, formulado para garantizar el respeto de los derechos humanos en las actividades empresariales, alineado con la Estrategia Nacional de Derechos Humanos 2014-2034, en el que se priorizó el sector minero energético, agroindustrial y de infraestructura. Ver en: [https://www.ohchr.org/documents/issues/business/nationalplans/pna\\_colombia\\_gdic.pdf](https://www.ohchr.org/documents/issues/business/nationalplans/pna_colombia_gdic.pdf)



Hidrocarburos, Agencia Nacional de Minería) y otras agencias del Gobierno (Agencia para Restitución de Tierras, Consejería Presidencial para los Derechos Humanos y Asuntos Internacionales). Desde ya la Mesa se ha propuesto abordar la agenda de la transición energética, de tal manera que se puedan alinear acciones que, desde un enfoque de derechos humanos, permitan avanzar en los compromisos del país y del sector en materia de descarbonización.

- Sentencia Unificadora de la Corte Constitucional<sup>30</sup> [SU-095](#) en la que insta a las entidades del sector minero energético a exigir la debida diligencia ambiental y social a las empresas; robustecer las estrategias y cláusulas contractuales; exigir a las empresas que respeten los derechos humanos y realicen acciones de debida diligencia para la gestión ambiental, entre otras, que suponen un impacto en la manera como se planifica el sector en su conjunto (minería, hidrocarburos y energía). Aunque esta Sentencia no aborda la transición energética, como se mencionó previamente, al abordar la agenda de empresas y derechos humanos, también se puede esperar que las acciones que inciden en una agenda (empresas y derechos humanos) de manera complementaria ayudan al fortalecimiento de la otra (transiciones justas).

### **3. Relacionadas con los avances de las agencias del sector en materia de empresas y derechos humanos**

- El gobierno colombiano, a través de la Agencia Nacional de Minería (ANM), está planificando actualmente una estrategia de transición de las regiones carboníferas hacia otro tipo de economías. Sin embargo, sigue basándose en el apoyo a la extracción de carbón sin una fecha clara de finalización.
- La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) cuenta desde 2019 con un [Plan de acción derechos humanos y empresa](#), que se consolida como una ruta hacia la corresponsabilidad en la protección y respeto por los derechos humanos en este sector.
- Así mismo, la ANH cuenta con una Bateria de indicadores para la debida diligencia en derechos humanos, que le permiten a las empresas contar con procesos robustos para la identificación de impactos, así como estrategias de mitigación que propendan por el respeto de los derechos y la prevención de vulneraciones en el ejercicio de derechos.

### **4. Panorama de Programas del Gobierno para la transición justa de combustibles fósiles**

Para alcanzar la descarbonización en el país el gobierno nacional debe poner en marcha distintas iniciativas, programas y acciones, que desde lo técnico, diversos sectores económicos contribuyan a la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, y que al mismo se generen estrategias que desde lo social abonen el camino para una transición justa.

A continuación, se presentan algunas iniciativas que el gobierno nacional está implementando para avanzar en la agenda de la transición energética, que de manera implícita aportan al cumplimiento de los principios de la transición justa en el país, y aunque

---

<sup>30</sup> Adicional a esta Sentencia Unificadora, la Honorable Corte Constitucional ha proferido un cuerpo importante de sentencias que abordan la responsabilidad que tienen las empresas como actores sociales y económicos, y su responsabilidad frente al respeto de los derechos humanos, entre las cuales se destacan, las sentencias T-014 de 1994, T-375 de 1997, T-247 de 2010, T-732 de 2016, C-084 de 2016, C-733 de 2017 y SU-123 de 2018



esta no pretende ser una lista exhaustiva, sí refleja el interés que persiste en las entidades del Gobierno por avanzar en una transición energética que *no deje atrás a nadie*.

### **Transición justa en los entornos laborales**

La transición hacia una matriz energética baja en carbono requiere transformaciones tecnológicas que generan impactos considerables en la fuerza laboral. En el contexto nacional, el Ministerio de Trabajo viene liderando la elaboración a 2023 de la *Estrategia para la transición justa de la fuerza laboral hacia una economía resiliente y baja en carbono*.

Esta estrategia tiene como propósito contribuir a mejorar la calidad de vida y la inclusión social y económica de la población, garantizando no dejar a nadie atrás. Para ello, se ha liderado desde la OIT el diálogo social como metodología que permite la participación de empleadores, trabajadores y gobierno que aporten insumos para definir lineamientos de política en cuanto a la transición justa, identificación de necesidades en cuanto a la oferta en educación y formación para el empleo, de acompañamiento al sector privado para los cambios a venir, y de estímulos para la creación de empleos verdes.

### **Generación de empleos verdes con enfoque de género**

Desde el 2008, la Organización Internacional del Trabajo analiza las implicaciones que el cambio climático tiene sobre el acceso al trabajo en condiciones dignas que le permita a las personas y comunidades afrontar adecuadamente estas transformaciones. Por lo anterior, y para adaptarse al cambio climático y mitigar sus efectos, desde la OIT se plantea la necesidad de una transición a nuevos patrones de producción, consumo y empleo.

*“El Programa de Trabajo Decente de la OIT impulsa el crecimiento “verde” a través de la promoción de empresas y empleos verdes; de políticas activas para el mercado laboral, que combinan planes de seguridad social para los trabajadores desplazados con el desarrollo de competencias, para ayudar a las empresas y a los trabajadores a adaptarse a las oportunidades y a aprovecharlas (...) Los empleos verdes decentes establecen un vínculo efectivo de mutuo sostén entre el primer Objetivo de Desarrollo del Milenio (erradicar la pobreza extrema y el hambre) y el séptimo (garantizar la sostenibilidad del medio ambiente)” (OIT, S.F).*

De acuerdo con la OIT, estos empleos pueden proveer trabajo decente e ingresos que contribuyan a un crecimiento económico sostenible y ayuden a rescatar a las personas de la pobreza, especialmente a las mujeres a quienes se consideran más vulnerables que los hombres ante los efectos negativos del cambio climático, pues constituyen la mayoría de las personas pobres del mundo y, en proporción, dependen más de los recursos naturales amenazados (OIT, S.F).

Para el caso de Colombia, existe la Política de Crecimiento Verde, mediante el CONPES 3934 de 2018, que cuenta con cinco ejes estratégicos, los cuales serán implementados durante 13 años (2018-2030) y comprende acciones específicas para la articulación intersectorial de los sectores de la educación, minas y energía, agricultura y desarrollo rural, planeación, comercio, industria y turismo, así como de las entidades del gobierno nacional. Los cinco ejes son (DNP, 2018):

1. Generar nuevas oportunidades económicas basadas en la riqueza de nuestro capital natural, que corresponde a recursos como el agua, el suelo, los bosques, la



- biodiversidad, el aire y el sol que tienen como función proveer insumos, materiales y servicios ambientales, para la producción económica.
2. Diseñar instrumentos efectivos para mejorar el uso de recursos naturales y energía en la producción y en el consumo, que incluye un mejor desempeño ambiental agropecuario. Este desempeño ambiental se refiere al uso sostenible de recursos como el suelo y el agua, y el manejo de los impactos ambientales con la aplicación responsable de agroquímicos
  3. Desarrollar lineamientos para construir el capital humano para el crecimiento verde; este capital se refiere al conjunto de destrezas, habilidades o experiencia de las personas, que hace posible que las instituciones y las sociedades sean mejores.
  4. Fortalecer capacidades en Ciencia, Tecnología e Innovación (CTI) para el crecimiento verde, que incluye el impulsar la investigación, el desarrollo tecnológico y la innovación para el crecimiento verde.
  5. Mejorar la coordinación entre las instituciones, la generación de efectivos sistemas de información y el financiamiento para que la Política se implemente a largo plazo

Para avanzar con la Política, en el 2019 el Ministerio de Trabajo firmó el Pacto por los Empleos Verdes y Transición Justa en Colombia, con el propósito de *“definir las estrategias para potencializar la promoción de este tipo de empleos, con el desarrollo de nuevas capacidades laborales y la adaptación del sector productivo, para afrontar los retos del crecimiento verde, con base en la formalización empresarial, el aumento de la productividad laboral y la gestión del talento humano”*<sup>31</sup>.

Esta Política también contempla fortalecer las instancias de diálogo social y la articulación entre actores clave (Gobierno, empresas, comunidades) para la definición de lineamientos de política pública que identifiquen acciones concretas para la transición a una economía verde; con la implementación de esta iniciativa se avanza en los pilares 6 y 7 de la transición justa *“Abordar las desigualdades económicas y sociales existentes”* y *“Asegurar un proceso de planificación inclusivo y transparente”*, en la medida que los empleos verdes buscan generar las condiciones en contextos locales para fomentar el trabajo en diversos sectores económicos, fortalecer las capacidades técnicas y de conocimiento para hombres y mujeres puedan integrarse laboralmente en distintos sectores y cerrar la brecha laboral que actualmente existen en el país para las mujeres, especialmente en contextos rurales.

Adicionalmente, entre noviembre 2020 y marzo 2022, el Ministerio de Trabajo en Colombia y la OIT lanzaron el curso de formación *“Hacia una estrategia de recuperación del empleo más verde y justa en Colombia”*, con destino a las organizaciones de trabajadores, empleadores y gobierno para que cuenten con información relevante para la toma de decisiones sobre *“los efectos de vincular una política de crecimiento verde sobre el empleo con énfasis en el proceso de recuperación económica pos-COVID-19, considerando una revisión de los principales sectores afectados en la transición hacia una economía libre de carbono, que incorpore a la población juvenil y reduzca las brechas de género”*<sup>32</sup>.

### **El enfoque territorial para la transición justa**

Un elemento transversal de la transición justa es poder contar con una visión y comprensión territorial del desarrollo para la definición de acciones y programas que se ajusten a las fortalezas y debilidades de los territorios. Es por esto por lo que una transición

<sup>31</sup> Tomado de

[<sup>32</sup> Tomado de \[https://www.ilo.org/lima/programas-y-proyectos/WCMS\\\_777822?lang-es\]\(https://www.ilo.org/lima/programas-y-proyectos/WCMS\_777822?lang-es\), mayo de 2022.](https://www.mintrabajo.gov.co/prensa/comunicados/2019/noviembre/pacto-por-los-empleos-verdes-y-transicion-justa-en-colombia-firmaron-oit-y-mintrabajo#:~:text=Los%20Empleos%20Verdes%3A%20%E2%80%9Cson%20empleos.Ministerio%20de%20Trabajo%2C%202018), mayo de 2022.</a></p></div><div data-bbox=)



justa significa contar con espacios de diálogo y participación significativa de los actores locales, que les permitan a los territorios, desde un enfoque ambiental y social, adaptarse al cambio climático. Es por esto por lo que serán los alcaldes y gobernadores los llamados a jugar un rol protagónico en esta transformación, abordando los retos que conlleva el cambio climático en sus territorios e integrándose en los planes de desarrollo territorial.

Desde el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Social se viene impulsando el programa "[Territorios Empoderados para la acción climática](#)", que aborda los pasos a seguir para incorporar el cambio climático en el desarrollo territorial, que incluye la información que debe consultarse, las fuentes de financiación para alcanzar las metas de desarrollo y los mecanismos para el seguimiento y verificación de las acciones emprendidas. Esta estrategia permite integrar de manera transversal los principios de la transición justa, al poner en el centro de las acciones para la acción al cambio climático y la transición energética las realidades territoriales, asunto de gran relevancia en Colombia, donde las capacidades locales para la resiliencia a estos cambios son diversas.

Aun cuando en este programa no aborda directamente la transición justa, en su metodología diseñada a partir de cinco pasos, permiten integrar varios de los principios abordados previamente. Estos pasos son: i) revisión de fuentes de información; ii) ejercicios participativos con la comunidad; iii) definición de acciones para integrar al plan de desarrollo; iv) asignación y movilización de recursos implementar acciones; v) formulación de indicadores, metas y mecanismos de seguimiento y verificación.

Para lograr territorios empoderados de la transición justa, que afronten adecuadamente los impactos del cambio climático, se requiere robustecer los mecanismos y procesos para el acceso a la información, para que esta sea clara, oportuna y comprensible para todos los actores, especialmente para las comunidades. Sin acceso a la información y la participación de las partes interesadas (que es el espíritu de la transición justa) los planes y acciones para la gestión del cambio climático serán insuficientes y poco ajustadas a las necesidades reales de los territorios.

### ***Readaptación profesional y creación de capacidad empresarial***

Otro de los pilares para la transición justa es generar capacidades y conocimientos necesarios para la reconversión y diversificación económica que responda a las capacidades ambientales y productivas de los territorios.

Actualmente, el Servicio Nacional de Aprendizaje (SENA) viene realizando procesos de formación en departamentos como Antioquia y La Guajira para capacitar a las comunidades de estas regiones en carreras técnicas para su vinculación al sector de la generación de energía.

*"Alineados con las políticas de nuestro Gobierno Nacional, el SENA le apuesta a Transición Energética de Colombia, (...) comprometiéndonos a formar en los próximos dos años, a más de 10 mil aprendices, en carreras técnicas relacionadas con las energías renovables no convencionales"*<sup>33</sup>.

Este tipo de procesos de formación deben estar fundamentados en las lecciones que ha dejado la experiencia minera y de hidrocarburos; estas lecciones están relacionadas con

33

<https://www.sena.edu.co/es-co/Noticias/Lists/Noticias/DispForm.aspx?ID=4421&ContentTypeld=0x0104005122A34C2D09634CA58B2C72F77164710071E5D578FD7D464F92965E8BFBA07315>



asegurar que en estos entornos la formación esté en función de diversas actividades económicas y no en una sola, que ha sido el caso de la minería de carbón y el petróleo, donde empresas privadas se han especializado en la formación de personas para vincularse laboralmente a estos sectores, descuidando la posibilidad de educación técnica en otros sectores productivos.